



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS ECONÔMICAS

Thiago Zschornack Rodrigues Saraiva

UTILIZAÇÃO DO HIDROGÊNIO VERDE COMO INSTRUMENTO DE SOBERANIA
ENERGÉTICA: O POTENCIAL DO NORDESTE BRASILEIRO

Rio de Janeiro

2023

Thiago Zschornack Rodrigues Saraiva

UTILIZAÇÃO DO HIDROGÊNIO VERDE COMO INSTRUMENTO DE SOBERANIA
ENERGÉTICA: O POTENCIAL DO NORDESTE BRASILEIRO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
ao Instituto de Economia da Universidade
Federal do Rio de Janeiro como exigência para
a obtenção do título de Bacharel em Ciências
Econômicas.

Orientador: Prof. Dr. Nivalde de Castro.

Co-orientadora: Dra. Ana Carolina Chaves
Catolico.

Rio de Janeiro

2023

CIP - Catalogação na Publicação

Z422u Zschornack Rodrigues Saraiva, Thiago
 UTILIZAÇÃO DO HIDROGÊNIO VERDE COMO INSTRUMENTO
 DE SOBERANIA ENERGÉTICA: O POTENCIAL DO NORDESTE
 BRASILEIRO / Thiago Zschornack Rodrigues Saraiva. -
 Rio de Janeiro, 2023.
 45 f.

 Orientadora: Nivalde de Castro.
 Coorientadora: Ana Carolina Chaves Catolico.
 Trabalho de conclusão de curso (graduação) -
 Universidade Federal do Rio de Janeiro, Instituto
 de Economia, Bacharel em Ciências Econômicas, 2023.

 1. energia eólica. 2. hidrogênio verde. 3.
 transição energética. I. de Castro, Nivalde, orient.
 II. Chaves Catolico, Ana Carolina, coorient. III.
 Titulo.

Elaborado pelo Sistema de Geração Automática da UFRJ com os dados fornecidos pelo(a) autor(a), sob a responsabilidade de Miguel Romeu Amorim Neto - CRB-7/6283.

THIAGO ZSCHORNACK RODRIGUES SARAIVA

UTILIZAÇÃO DO HIDROGÊNIO VERDE COMO INSTRUMENTO DE
SOBERANIA ENERGÉTICA: O POTENCIAL DO NORDESTE BRASILEIRO

Trabalho de conclusão de curso
apresentado ao Instituto de Economia da
Universidade Federal do Rio de Janeiro,
como requisito para a obtenção do título
de Bacharel em Ciências Econômicas.

Rio de Janeiro, 23/08/2023.

NIVALDE JOSÉ DE CASTRO - Presidente

Professor Dr. do Instituto de Economia da UFRJ

ANA CAROLINA CHAVES CATÓLICO

Doutora em População, Território e Estatísticas Públicas pela ENCE/IBGE

RUBENS ROSENTAL

Mestre em Engenharia de Produção pela COPPE/UFRJ

Dedico esse trabalho à Fernanda Leite

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, gostaria literalmente de começar do começo. Agradeço aos professores e colegas da Universidade Federal do Amazonas, casa onde ingressei no mundo da economia e frequentei durante três anos antes de minha transferência ex officio, em especial na pessoa dos professores Salomão Neves e Lenice Benevides.

À Universidade Federal do Rio de Janeiro, a todos os colegas, professores e servidores, muitos dos quais não tive a oportunidade de conhecer pessoalmente devido aos tempos adversos que se seguiram a meu ingresso nesta casa, mas que fizeram todo o possível para manter a UFRJ funcionando e tornar possível esta conclusão de curso assim como a de muitos outros.

Por último, e não menos importante, a todos os familiares e amigos e principalmente minha então namorada estudante de economia e atual esposa economista Fernanda Ariadna Lopes Leite. Sou muito grato por todo o apoio nesta empreitada, juntamente com professores e colaboradores do Grupo de Estudos do Setor Elétrico, a saber: Ana Carolina Chaves, Nivalde Castro e Rubens Rosental.

A matéria prima número um para se fazer seja o que for é a vontade de fazer. Sem esta matéria prima não se pode construir nada. (Jesus Soares Pereira, apud Lima 1975, p. 44)

RESUMO

O final da segunda década do século XXI foi marcado por eventos que provocaram grandes transformações nas relações entre países e no comércio mundial. A pandemia do novo coronavírus reestruturou ou ao menos provocou abalos em praticamente todas as cadeias globais de valor, ao passo que o conflito entre Rússia e Ucrânia resultou em profundos impactos no mercado mundial de energia; levando vários países ao redor do mundo a repensarem suas estratégias de soberania energética. Como alternativa capaz de atender tanto às necessidades de despacho fixo quanto flexível, além das demandas oriundas da transição energética, o hidrogênio vem ganhando cada vez mais destaque; em especial se produzido a partir de fontes renováveis, também conhecido como hidrogênio verde. Sabe-se ainda do enorme potencial brasileiro em energias renováveis, dentre as quais a energia eólica na região nordeste, além do fato de o Brasil já possuir tanto na matriz energética quanto na matriz elétrica uma ampla participação de fontes de baixo carbono. O objetivo deste trabalho é estimar o potencial de produção do hidrogênio verde no Brasil, dada a capacidade instalada de energia eólica no nordeste brasileiro, considerando-se toda a energia gerada por esta fonte destinada única e exclusivamente para a produção de hidrogênio. Os resultados obtidos mostram um potencial significativo, da mesma ordem de grandeza referente à participação da produção de petróleo do Brasil relativamente ao mercado mundial desta fonte de energia. Para alcançar estes resultados serão utilizados tanto dados estatísticos quanto fatores de conversão disponíveis em publicações relevantes acerca do tema.

Palavras-chave: energia eólica; hidrogênio verde; transição energética.

ABSTRACT

The end of the second decade of the 21st century was marked by events that resulted in major transformations in relations between countries and in world trade. The new coronavirus pandemic restructured or at least caused changes in virtually all global value chains, while the conflict between Russia and Ukraine resulted in profound impacts on the world energy market, leading several countries around the world to think about their current energy sovereignty strategies. As an alternative capable of meeting even the instantaneous energy loads, in addition to the meetings arising from the energy transition, hydrogen has been gaining more and more prominence; in particular if produced from renewable sources, also known as green hydrogen. It is also known the enormous Brazilian potential in renewable energies, especially wind energy in the northeast region, in addition to the fact that Brazil already has both in the energy matrix and in the electrical matrix a wide participation of low carbon sources. This study proposes, after literature review, to calculate an estimate of the potential production of green hydrogen in Brazil given the capacity of wind energy in northeastern Brazil, considering all the energy generated by this source destined exclusively to produce hydrogen. The results shows a significative potential, like the same share of oil and gas Brazilian production over the global production. For this purpose, both statistical data and conversion factors found in representative papers about this subject will be used.

Keywords: *wind energy; green hydrogen; energy transition.*

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Curva de carga horária consolidada	15
Figura 2 - Curva de carga horária restrita à região nordeste.....	15
Figura 3 - Capacidade instalada de energia eólica na região nordeste do Brasil (consolidado).....	28
Figura 4 - Quantidade de energia eólica produzida na região nordeste do Brasil (consolidado).....	28
Figura 5 - Estimativa da quantidade de hidrogênio produzido na região nordeste do Brasil	34
Figura 6 - Estimativa da quantidade de hidrogênio produzido na região nordeste do Brasil	35
Figura 7 - Estimativa da quantidade de hidrogênio produzido na região nordeste do Brasil	36
Figura 8 - Estimativa da quantidade de hidrogênio produzido na região nordeste do Brasil	37
Figura 9 - Estimativa da quantidade de hidrogênio produzido na região nordeste do Brasil	38

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AEM – *Anion Exchange Membrane*

AIE – Agência Internacional de Energia

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

BEN – Balanço Energético Nacional

CAPEX – *Capital Expenditure*

CCUS – *Carbon Capture, Utilization and Storage*

CGEE – Centro de Gestão e Estudos Estratégicos

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

GEE – Gases de Efeito Estufa

GWh – *Gigawatt-hora*

INMET – Instituto Nacional de Meteorologia

IRENA – *International Renewable Energy Agency*

MCT – Ministério da Ciência e Tecnologia

MW – *Megawatt*

OCDE – Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

OPEX – *Operational Expenditure*

PEM – *Proton Exchange Membrane*

PNE – Plano Nacional de Energia

PROCAC – Programa Brasileiro do Hidrogênio e Células a Combustível

SOEC – *Solid Oxide Exchange Electrode*

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Tabela 01: Cores usuais do hidrogênio (rol não exaustivo).	18
Tabela 2 - Energia necessária para produzir 1 Kg de hidrogênio. Os valores de 2050 baseiam-se em projeções	19
Tabela 3 - Capacidade instalada de energia eólica (Serviço Público) na região nordeste do Brasil (MW).....	27
Tabela 4 - Geração de energia eólica na região nordeste do Brasil (1000 MWh)	27

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	12
1.1	OBJETIVOS.....	13
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	14
2.1	TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E SOBERANIA ENERGÉTICA	14
2.2	O HIDROGÊNIO.....	17
2.2.1	Produção e consumo de hidrogênio no mundo	21
2.2.2	O hidrogênio no Brasil.....	24
2.3	ENERGIA EÓLICA NO NORDESTE BRASILEIRO	25
2.3.1	A capacidade instalada de energia eólica no nordeste brasileiro.....	25
3	METODOLOGIA	30
4	CÁLCULO DO POTENCIAL DE HIDROGÊNIO VERDE	33
5	POSSIBILIDADES DE APLICAÇÃO DO HIDROGÊNIO VERDE CALCULADO.....	40
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	41
	REFERÊNCIAS.....	42

1 INTRODUÇÃO

A transição energética é um conceito que engloba mudanças estruturais na geração de energia para fontes com menores emissões de carbono, da qual muito se falou sobre ambições futuras em reuniões multilaterais, como o protocolo de Kyoto nos anos 1990 e mais recentemente o acordo de Paris em 2015, a partir do qual ganhou novo impulso. O hidrogênio verde (hidrogênio gerado a partir de fontes de energia renováveis) destaca-se como possível solução, pois pode ser tanto produzido quanto armazenado localmente, além de atender demandas de despacho flexível do setor elétrico entre outras aplicações industriais nas quais o hidrogênio cinza (gerado a partir de fontes não renováveis) é amplamente utilizado. O grande desafio da implementação do hidrogênio verde decorre da disponibilidade tecnológica, escala de produção necessária e consequentemente dos custos envolvidos; além de fontes de energia renováveis e/ou de tecnologias de captura e armazenamento de carbono.

O final da segunda década do século XXI foi marcado por eventos que provocaram grandes transformações nas relações entre países e no comércio mundial. A pandemia da covid-19 provocou quedas significativas no *quantum* exportado e importado em um curto espaço de tempo. Ao passo que o conflito entre Rússia e Ucrânia resultou em impactos no mercado mundial de energia. Este último evento inclusive adicionou uma nova condicionante à não só problemática, mas também procrastinada questão que envolve a transição energética: A questão da soberania sobre as fontes de energia. O gás natural oriundo da Rússia, que até então abastece grande parte do mercado europeu com uma fonte de energia capaz de atender tanto às demandas de base quanto as de despacho flexível, teve sua oferta reduzida em decorrência do conflito, o que se refletiu nos preços praticados no mundo inteiro e despertou preocupações em muitos países além daqueles atingidos pelo conflito (Ribeiro, 2021; Castilho, 2022).

No que diz respeito ao Brasil, o litoral nordeste do país possui amplo potencial de produção de energia eólica, bem como uma considerável ampliação de capacidade instalada dessa fonte de energia vem ocorrendo nos últimos anos. Em que pese a matriz elétrica brasileira ser predominantemente renovável, com reservatórios hídricos espalhados pelo território nacional interligados por uma robusta rede de linhas de transmissão, a saturação da expansão deste modelo bem como a possibilidade da ocorrência de choques externos (como a já citada guerra da Ucrânia, por exemplo) levam à demanda por novas soluções de abastecimento do setor elétrico nacional, além de corroborar para o fornecimento de uma tão essencial matéria-prima que abastece toda uma gama de aplicações industriais.

Considerando os impactos provocados pelas situações citadas anteriormente e a consequente reestruturação da agenda de transição energética mundial, bem como os cenários contidos no Plano Nacional de Energia 2050 para a questão do hidrogênio e da energia eólica, percebe-se uma convergência tanto de perspectivas quanto de interesses entre o Brasil e as principais nações do globo em termos de produto interno bruto. O que pode ensejar oportunidades seja atuando conjuntamente, seja competindo em novos mercados que podem advir desta conjuntura.

O presente trabalho, para além desta introdução, está dividido nas seguintes partes, a saber: a fundamentação teórica percorre questões envolvendo transição energética e soberania energética, explana sobre o papel desempenhado pelo hidrogênio diante deste contexto além de expor as vicissitudes do hidrogênio verde e finaliza com estatísticas de capacidade instalada e produção de energia eólica na região nordeste brasileira. A metodologia descreve de forma pormenorizada os cálculos efetuados bem como explicita as variáveis de entrada utilizadas, além de justificar o referencial teórico utilizado. O cálculo do potencial de hidrogênio verde exhibe e descreve os resultados obtidos, além de exemplificar este potencial comparando-o com casos concretos. Por fim, as conclusões e considerações sintetizam este trabalho e abrem espaço para novas possibilidades, apesar dos óbices constatados.

1.1 OBJETIVOS

Este trabalho tem como objetivo central estimar o potencial de produção do hidrogênio verde no Brasil a partir da capacidade instalada de energia eólica no nordeste brasileiro. Para tanto, serão utilizados dados de produção de energia eólica obtidos junto a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e fatores de conversão disponibilizados pela Agência Internacional de Energias Renováveis. O objetivo específico é estimar a quantidade de hidrogênio em megatoneladas (Mt) que pode ser produzida a partir da quantidade de energia eólica (GWh) produzida na região nordeste do território brasileiro, no íterim entre de 2011 e 2021 e exhibir os resultados na forma de gráfico de barras.

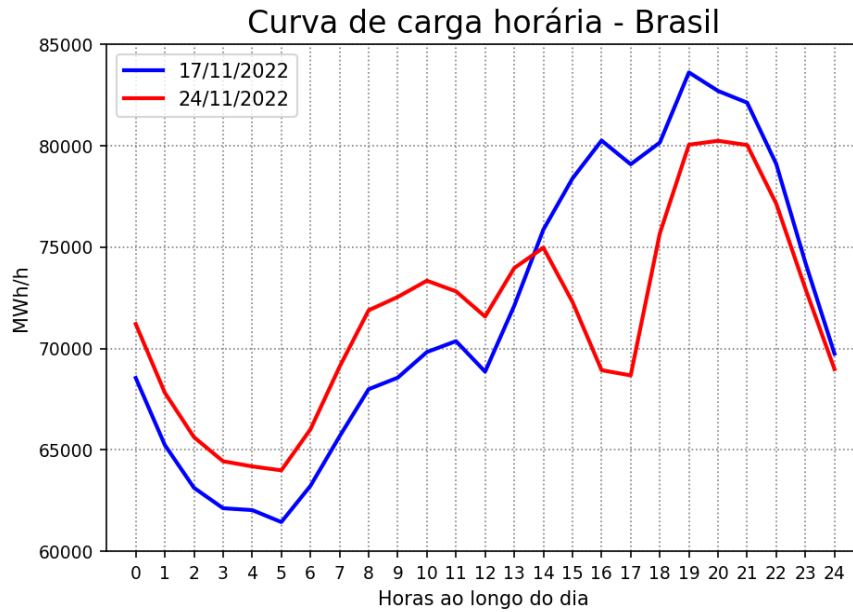
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

A fundamentação teórica percorre questões sobre transição energética e soberania energética, enfatizando a necessidade de não se ignorar esta última questão. Explicita ainda o porquê de se utilizar o hidrogênio verde como forma de atender a ambas e tece comentários sobre produção e consumo de hidrogênio no Brasil e no mundo, além de outras questões concernentes. Encerra-se discorrendo sobre capacidade instalada e produção de energia eólica no nordeste brasileiro.

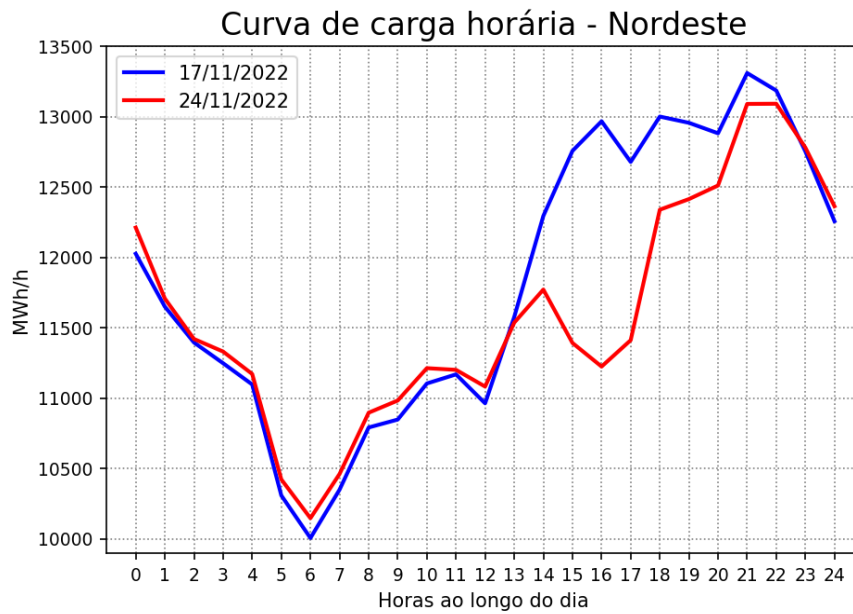
2.1 TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E SOBERANIA ENERGÉTICA

A agenda de transição energética, conforme mencionado, ganhou novo impulso após o acordo de Paris em 2015. Muito além da necessidade de cumprir as metas de descarbonização estabelecidas, é necessário também suportar o adequado funcionamento dos *grids* de eletricidade com fontes de abastecimento capazes de suprir tempestivamente a demanda. As energias renováveis que vem ganhando destaque, solar e eólica, possuem a característica indesejável da intermitência; isto é, são capazes de gerar energia apenas quando a natureza fornece o sol e vento necessários para captação de energia pelas hélices e painéis solares, o que impede o pleno abastecimento conforme a demanda. A energia nuclear, em que pesem as controvérsias sobre ser “limpa” ou não, fornece energia em quantidades fixas ao longo do tempo.

As figuras 1 e 2 obtidas a partir de dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) exemplificam duas curvas de carga horária a fim de explicitar melhor o problema de equilíbrio entre oferta e demanda. A escolha das datas, embora *ad hoc*, coincidem com o dia do jogo de estreia da seleção brasileira na copa do mundo de 2022 (Quinta-Feira, 24/11/2022) e o mesmo dia da semana imediatamente anterior (idem, 17/11/2022). Desta forma são exibidos dois recortes: um consolidado nacional e outro restrito apenas à região nordeste do país. O horário de exibição do jogo da seleção brasileira foi às 16:00h da referida data.

Figura 1 - Curva de carga horária consolidada

Fonte: Elaboração própria, com dados do ONS.

Figura 2 - Curva de carga horária restrita à região nordeste

Fonte: Elaboração própria, com dados do ONS.

Com base nestes gráficos é possível compreender o comportamento cíclico ao qual o ONS tem de equilibrar oferta e demanda ao longo de um único dia. A partir da 00:00h, o consumo de energia demonstra uma sequência de redução na demanda horária, a qual sofre uma inflexão a partir das 06:00h e segue uma trajetória ascendente até o intervalo compreendido entre 19:00h e 21:00h a depender do exemplo considerado, caindo novamente até as 24:00h coincidentes com a 00:00h do dia posterior. No caso particular do dia 24/11/2022, existe uma interrupção nesta tendência coincidente com o horário de exibição do jogo de estreia da seleção brasileira na copa do mundo de 2022. Embora a pretensão não seja demonstrar os efeitos de uma única partida de futebol no comportamento da demanda, os gráficos servem para ilustrar tanto este comportamento em um dia útil aleatório quanto em um dia em que ocorre um evento externo significativo, e que para se ajustar adequadamente o setor elétrico precisa de fontes de energia capazes de despachar tempestivamente. Exemplos com diferentes recortes temporais e regionais podem ser visualizados diretamente no sítio eletrônico do ONS.

Os combustíveis fósseis são capazes de fornecer energia simultaneamente conforme a demanda (tal qual ocorre ao conduzir um veículo, por exemplo), bem como as usinas hidrelétricas com reservatório, que acionam e restringem o funcionamento de turbinas conforme a carga é demandada pelo ONS. Apesar de ambos possuírem ocorrência geográfica restrita, apenas os combustíveis fósseis podem ser transportados por longas distâncias sem grandes perdas de desempenho, o que explica tanto a dificuldade de encontrar um substituto perfeito para o petróleo quanto o consequente comércio internacional em torno deste recurso. Entretanto, o comércio de hidrocarbonetos entre países também está suscetível a intermitências devido a fatores geopolíticos. A guerra da Ucrânia, para citar apenas um exemplo, mostra o quão sensível é a questão da segurança energética, dada a súbita diminuição do fornecimento de gás para Europa em decorrência do conflito.

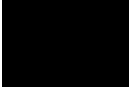







A Segurança Energética pode ser entendida como o estado “ideal” em que um país ou região têm um nível de disponibilidade de energia que seja suficiente para manter taxas razoáveis de crescimento econômico e desenvolvimento, mantendo ou, preferencialmente, melhorando progressivamente as condições de vida de sua população (Kerr, 2012). Para associar este conceito às metas de descarbonização mencionadas, faz-se necessário produzir eletricidade localmente a partir de fontes renováveis, bem como encontrar uma forma de armazená-la e disponibilizá-la conforme as necessidades instantâneas dos *grids* de eletricidade. O hidrogênio apresenta-se como uma possível solução para essa questão.

2.2 O HIDROGÊNIO

Os acontecimentos citados nos anos de 2020 e 2021 trouxeram à tona uma série de publicações sobre o hidrogênio nesse ínterim, tanto por parte da Agência Internacional de Energia (AIE, ou IEA na sigla em inglês) quanto de governos nacionais, incluindo o governo brasileiro. Os cenários prospectivos neles mencionados exibem uma certa convergência entre si tanto em relação aos objetivos almejados quanto aos prazos estimados: o horizonte de longo prazo considerado é o ano 2050 e a participação relativa do hidrogênio cresce consideravelmente a depender do cenário. Esse fato em parte também decorre do potencial que esta fonte apresenta para corroborar questões de soberania energética, diminuindo riscos e incertezas em países atualmente dependentes de recursos externos.

O hidrogênio é o elemento mais abundante no universo, porém sua molécula gasosa relativamente simples faz com que sua disponibilidade na natureza seja extremamente rara, sendo a forma mais comum em moléculas contendo átomos de outros elementos químicos (Joshi, 2011). Para obtê-lo em sua forma pura, faz-se necessária a utilização de processos físico-químicos e/ou bioquímicos, sendo os principais processos empregados atualmente: a gaseificação do carvão, gaseificação da biomassa, reforma do gás natural, reforma do etanol e a eletrólise da água (AIE, 2021). Mas antes de aprofundar o tema, faz-se necessário esclarecer algumas tipificações no que tange às fontes de geração deste importante recurso (que podem contar ainda com eventual captura e armazenamento de carbono produzido no decorrer do processo – CCUS na sigla em inglês), o que ficou mais conhecido como as “cores” do hidrogênio; muito embora a AIE esclareça que não existe uma unanimidade sobre o tema, as cores usualmente adotadas e seus significados são, a saber (Tabela 1):

Tabela 1 - Tabela 01: Cores usuais do hidrogênio (rol não exaustivo).

Cores do hidrogênio		Fonte de obtenção
	Preto	Carvão mineral (antracito) sem CCUS
	Marrom	Carvão mineral (hulha) sem CCUS
	Cinza	Gás natural (e outros combustíveis fósseis) sem CCUS
	Azul	Gás natural (e outros combustíveis fósseis) com CCUS
	Verde	Renováveis (em especial eólica e solar) via eletrólise da água
	Branco	Natural ou geológico
	Turquesa	Craqueamento térmico do metano sem gerar gás carbônico
	Musgo	Biomassa e/ou biocombustíveis (com ou sem CCUS)

Fonte: Elaboração do autor, com base em AIE (2021).

De acordo com a Agência Internacional de Energias Renováveis (IRENA na sigla em inglês, 2021), o hidrogênio verde possui o potencial para mitigar as emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE) nos setores nos quais o hidrogênio é atualmente empregado (inclusive nos setores cuja eletrificação é mais difícil), devido em grande parte à redução no custo das energias renováveis nos últimos anos, em que pese tais custos juntamente com aspectos tecnológicos e regulatórios ainda constituam um óbice para a produção em larga escala. As principais razões para a utilização desta forma de hidrogênio são: a não emissão de GEE na produção, a possibilidade de contribuir para a flexibilidade sazonal de grids de eletricidade e as perspectivas de novas reduções no custo das energias renováveis.

No quesito custo, o qual é essencial para assegurar a viabilidade econômica da transição energética, as energias solar e eólica reduziram seu custo em cerca de 80% e 40% na última década respectivamente, ao passo que os eletrolisadores tiveram redução de 60% desde o ano de 2010 (IRENA, 2021). Esta mesma fonte estima ainda possíveis reduções de cerca de 40% e 80% a médio e longo prazo respectivamente, além de ressaltar medidas almejando essa redução de custos, dentre as quais redirecionar o financiamento público do CAPEX para o OPEX a fim de assegurar a viabilidade econômica, bem como outras orientações aos elaboradores de políticas públicas.

Ainda no que diz respeito aos custos, faz-se necessário mencionar alguns aspectos importantes acerca das principais tecnologias de eletrólise disponíveis. Dados da AIE do ano de 2020 mostram que os equipamentos do tipo alcalino correspondem a cerca de 61% da capacidade instalada, enquanto os que utilizam membrana de troca de prótons (PEM) seguem ocupando a parcela de 31%. O percentual restante é ocupado pelos equipamentos do tipo óxido sólido (SOEC) e por outros não especificados (importante ressaltar a membrana de troca de ânions ou AEM). A tecnologia de eletrólise alcalina vem sendo utilizada desde os anos 1920 e não requer o uso de metais preciosos, enquanto a PEM demanda platina e irídio em sua composição; os custos de instalação variam de US\$ 1.400 a US\$ 1700/kW para os alcalinos e cerca de US\$ 1750/kW para o PEM. A tabela 2 sumariza as principais tecnologias de eletrólise disponíveis, bem como a quantidade de energia estimada para produzir 1 kg de hidrogênio segundo cada uma delas, conforme (IRENA, 2021).

Tabela 2 - Energia necessária para produzir 1 Kg de hidrogênio. Os valores de 2050 baseiam-se em projeções

Tipo de eletrólise	Energia necessária para produzir 1 Kg de H ₂	
	2020	2050
PEM	50-83 kWh/kg H ₂	< 45 kWh/kg H ₂
Alcalina	50-78 kWh/kg H ₂	< 45 kWh/kg H ₂
AEM	57-69 kWh/kg H ₂	< 45 kWh/kg H ₂
Óxido sólido	40-50 kWh/kg H ₂	< 40 kWh/kg H ₂

Fonte: IRENA (2021).

Em síntese, os principais motivadores do hidrogênio verde são (IRENA, 2021):

1. **Baixo custo das energias solar e eólica:** O documento cita reduções de preço destas fontes de energias renováveis entre os anos de 2010 e 2018-2020 no mundo e destaca alguns países;
2. **Tecnologias prontas para o emprego em larga escala:** Muitos dos componentes envolvendo a cadeia de valor do hidrogênio já foram empregados com êxito em pequena escala e encontram-se disponíveis para comercialização, sendo necessários investimentos para ampliar a escala de produção;

3. **Benefícios para a estabilidade do *grid*:** Uma vez produzido e armazenado, o hidrogênio verde pode ser despachado de forma flexível a fim de compensar a intermitência provocada por outras fontes renováveis;

4. **Ambições governamentais para o setor energético *net zero*:** Até meados de 2020, sete países incluíram metas de zero emissões de GEE em suas legislações internas e mais quinze países pretendem agir de forma semelhante. Enquanto tais ambições não evoluem para atitudes concretas, o hidrogênio verde pode dar sua contribuição em setores de difícil descarbonização;

5. **Amplas possibilidades de utilização do hidrogênio:** Em contraste ao passado, em que a principal aplicação eram as células a combustível, o interesse atual no hidrogênio abarca aplicações em toda a economia, viabilizando incrementos de demanda futuros, que por sua vez poderiam até mesmo criar um mercado global de hidrogênio no qual países com ampla oferta de energias renováveis encontrariam oportunidades;

6. **Existência de múltiplos *stakeholders*:** Os motivadores anteriores despertaram o interesse tanto de instituições públicas quanto privadas para o hidrogênio verde, tais como indústrias químicas, metalúrgicas, empresas de *utilities*, governos etc. o que acarreta possibilidades de sinergia envolvendo múltiplos atores.

Quanto aos óbices:

1. **Custos de produção elevados:** Hidrogênio verde produzido a partir de renováveis intermitentes custa entre duas e três vezes o preço do hidrogênio cinza. Tecnologias de uso final (como carros movidos a célula a combustível, por exemplo) podem custar o dobro de seus equivalentes movidos a combustível fóssil;

2. **Falta de infraestrutura de transporte:** O hidrogênio precisa ser produzido próximo aos locais de consumo devido à quase inexistência de gasodutos de transporte. Gasodutos de transporte de gás natural podem ser convertidos e adaptados, porém também são bem restritos e não bem distribuídos ao redor do globo;

3. **Perdas decorrentes da conversão de energia em hidrogênio:** A produção de hidrogênio incorre em perdas de transformação a cada conversão de uma forma de energia em outra. Cerca de 30% a 35% é perdido ao converter eletricidade em hidrogênio e entre 13% e 25% ao converter hidrogênio em outro fluido. Transporte

através de gasodutos também demandam energia que pode até 10% ou 12% do hidrogênio em si;

4. **Falta de reconhecimento da origem dos produtos:** A inexistência de um mercado para o hidrogênio verde, aço verde, combustível verde ou qualquer outro mercado específico para produtos com baixas emissões de GEE faz com que não haja uma demanda específica para estes produtos. Consequentemente inibindo a expansão da demanda pelo hidrogênio verde;

5. **Necessidade de assegurar a sustentabilidade das fontes de energia:** A eletricidade pode ser alimentada diretamente de uma planta de geração renovável até a planta de eletrólise, a partir do grid ou uma combinação dos dois. A utilização do grid pode ajudar a reduzir os custos de produção no hidrogênio, porém também pode inserir fontes não renováveis na geração eletrolítica. Faz-se necessário dissociar as emissões de GEE da produção consolidada de energia daquela empregada somente na eletrólise.

2.2.1 Produção e consumo de hidrogênio no mundo

A AIE publica anualmente o *Global Hydrogen Review*, um compilado de informações acerca de produção e consumo de hidrogênio ao redor do mundo. Na edição 2021 do referido documento, são assumidos dois cenários prospectivos para estimativas futuras de oferta e demanda: o cenário de compromissos assumidos (*announced pledges* na publicação original), que engloba apenas as medidas anunciadas até então pelos governos a respeito de neutralidade de carbono e assume que tais medidas serão realizadas a contento e no prazo estabelecido; e o cenário definido como *net zero 2050*, que simula o alcance de todos os esforços visando a neutralidade em emissões de GEE a fim de limitar o incremento global de temperatura em 1,5°C, conforme definido no acordo de Paris. Muito embora este último cenário engloba pilares como eficiência energética, mudanças comportamentais, eletrificação, renováveis, hidrogênio (e combustíveis baseados em hidrogênio) além de CCUS; a importância relativa do hidrogênio cresce no consumo total de energia, partindo de apenas 0,1% em 2020 (excluindo produção e consumo *on-site*) para 2% em 2030 e finalmente 10% em 2050. O documento cita ainda a *Hydrogen Initiative* (H2I), estabelecida durante a 10ª Reunião Ministerial de Energia Limpa (CEM em inglês) em Vancouver; a H2I é uma iniciativa voluntária de vários governos que visa acelerar políticas, programas e projetos que resultem na ampliação do uso do hidrogênio em todas as áreas da economia; englobando até então mais de vinte países, incluindo o Brasil.

De acordo com (AIE, 2021) no ano de 2020 a demanda de hidrogênio foi de cerca de 90 megatoneladas, um aumento de 50% referente aos anos 2000; sendo a maior parte consumida por usos industriais (sendo 45 Mt para a indústria química e 5Mt para a redução direta de aço) e refino de hidrocarbonetos (cerca de 38 Mt), com a geração de eletricidade correspondendo apenas a uma ínfima participação; para o ano de 2021 foi de 94 megatoneladas sem grandes alterações no que tange à proporção, apesar do acréscimo ter sido demandado principalmente pela indústria química e refino de petróleo. Ainda de acordo com o documento mencionado no parágrafo anterior, no horizonte 2050 esta quantidade demandada pode mais que dobrar ou até mesmo quintuplicar de acordo com o cenário utilizado e ambos os cenários trazem destaque para novas aplicações do hidrogênio, tais como transporte e geração de energia, dentre outras. No cenário *net zero* 2050 as participações relativas que mais se destacam em relação aos compromissos assumidos são: a já citada geração de energia, combustíveis derivados da amônia e outros combustíveis sintéticos. A única aplicação que reduz a demanda relativa é o refino devido ao menor consumo de combustíveis fósseis nestes cenários.

No que diz respeito a oferta, segundo a mesma organização, cerca de 79% provêm de plantas dedicadas à produção de hidrogênio ao passo que os 21% são obtidos como subproduto de outras plantas industriais; da maior parcela, 60% são oriundos da reforma de gás natural sem captura de carbono enquanto os 19% restantes produzidos a partir do carvão mineral; apenas uma ínfima parte (pouco mais de 1% somados) são obtidos a partir de petróleo e eletricidade. Essa predominância dos combustíveis fósseis na oferta faz com que a produção de hidrogênio seja responsável pela emissão de 900 megatoneladas de gás carbônico em 2020 (2% das emissões oriundas dos setores energético e industrial). Nos cenários de compromissos assumidos e *net zero* 2050, estima-se que esta oferta será de 250 Mt e 500 Mt respectivamente, distribuídos da seguinte forma: 51% oriundos de eletrólise, 15% de combustíveis fósseis com CCUS e o restante de combustíveis fósseis sem CCUS no primeiro cenário; ao passo que no segundo, a eletrólise será responsável por 60% da oferta enquanto os combustíveis fósseis com CCUS ficarão com uma parcela de 36%, beirando a quase totalidade em neutralidade de carbono.

Apesar da certeza quanto ao papel do hidrogênio nas próximas décadas, a incerteza quanto à produção, consumo e distribuição geográfica inviabilizam maiores investimentos em transporte e armazenamento; e mesmo com toda versatilidade oferecida por este recurso, o planejamento inadequado pode resultar no desenvolvimento de uma infraestrutura cara e ineficiente. Estimativas da AIE (2021) apontam que o uso de gasodutos dedicados é a melhor opção para transporte entre distâncias de 1500 Km a 3000 Km, existindo mais de 5000 Km

deste tipo infraestrutura em operação atualmente; no entanto, mais de 90% encontram-se nos EUA e Europa e compõem sistemas fechados situados próximos aos demandantes de tal recurso (como refinarias e indústria químicas), muito semelhantes aos gasodutos de escoamento na indústria do petróleo. Como alternativa, sugere-se a mistura do hidrogênio ao gás natural ou até mesmo a conversão de gasodutos em uso corrente, o que pode partir de adaptações relativamente simples até projetos mais complexos envolvendo até mesmo a escavação e substituição de dutos. No armazenamento o uso de reservatórios porosos em subsuperfície, incluindo cavernas de sal, já é uma realidade desde 1972 (incluindo o famoso campo de *spindletop* no Texas); um compilado dos projetos tanto em execução quanto em planejamento/desenvolvimento encontra-se disponível na referida publicação.

O comércio também pode desempenhar um papel fundamental em projeções futuras. Países com limitada capacidade de produzir hidrogênio localmente poderão importar daqueles cuja oferta seria subutilizada caso não houvesse demanda externa; no ano de 2020 os primeiros carregamentos comerciais foram importados pelo Japão de Brunei e Arábia Saudita, sendo este com CCUS (AIE, 2021). Estima-se que no cenário *net zero* o comércio internacional deste recurso seria da ordem de 15% da demanda mundial já em 2030. No entanto, a já citada questão do transporte constitui-se num desafio; o transporte marítimo em forma de granel liquefeito requer temperaturas muito baixas, incorrendo em perdas substanciais de energia; outra opção seria a utilização de amônia, porém esbarra na questão da toxicidade e o uso de solução de hidrocarbonetos requer o transporte do solvente de volta para o porto local de origem. Ainda de acordo com a AIE, cerca de 60 projetos de comércio foram anunciados e metade deles estão em estudos de viabilidade; o volume total de transporte mencionado por esses projetos é de 2.7 Mt de H₂ anualmente.

No que diz respeito ao que já vem sendo executado a curto e médio prazos, a empresa alemã de consultoria em energias renováveis e mobilidade LBST reuniu em sua publicação datada de 2020 uma síntese das estratégias nacionais adotadas por dezesseis países no que diz respeito ao hidrogênio. O documento menciona que num universo correspondendo a cerca de 90% do PIB mundial, vinte países (correspondendo a 44% do PIB mundial) já possuem uma estratégia para o hidrogênio ou estão em vias de implementá-la; outros trinta e um países (correspondendo também a 44% do PIB) estão dando suporte a projetos nacionais e discutindo políticas a serem adotadas, sendo os principais balizadores de tais estratégias, a saber: Redução das emissões de GEE, integração com outras energias renováveis além de crescimento econômico. Na prática, o documento observa que se concentram muito mais em metas de produção de hidrogênio verde e implementação de tecnologias associadas do que em medidas

de suporte para as atividades que já estão sendo desenvolvidas, sendo tais atividade em níveis mais específicos: pesquisa e desenvolvimento, medidas regulatórias e financiamento.

2.2.2 O hidrogênio no Brasil

De acordo com EPE (2021) no ano de 2002 o Ministério da Ciência e Tecnologia (MCT) estabeleceu o Programa Brasileiro do Hidrogênio e Células a Combustível (PROCAC), que consta como umas das primeiras iniciativas governamentais acerca do estudo do hidrogênio no Brasil. Ademais nos períodos seguintes como no ano de 2005 o Ministério de Minas e Energia coordenou o “Roteiro para estruturação da economia do hidrogênio no Brasil” com a colaboração de especialistas do Brasil e do exterior, além do próprio MCT, demonstrando o interesse na aplicação do hidrogênio como fonte promissora de energia vindo de longa data. Os temas tratados à época em muito se assemelham aos mesmos discutidos pela AIE e IRENA já mencionados neste estudo, o que denota a existência de uma visão de longo prazo já naquele período. O referido roteiro estimava um cronograma de vinte anos a partir de 2007 para o alcance das metas propostas, posteriormente adiado para iniciar em 2010. No entanto, a descoberta das reservas petrolíferas do pré-sal em 2006 levou a uma reestruturação das prioridades em termos de política energética, culminando no não lançamento da programação do roteiro. Ainda fazendo referência ao ano de 2010, o Centro de Gestão e Estudos Estratégicos (CGEE) publicou texto intitulado “Hidrogênio Energético no Brasil - Subsídios para políticas de competitividade: 2010-2025” visando ações concretas voltadas a produção de H₂, sendo lançada em sequência a “Agenda Estratégica de CT&I no Setor Elétrico Brasileiro” no ano de 2017, aprimorando as propostas do texto anterior (GIZ, 2021).

Segundo o estudo prospectivo do PNE 2050, lançado em 2020, o hidrogênio consta como uma tecnologia disruptiva que o referido documento define “como aquelas capazes de alterar significativamente o mercado de energia, mas para o qual temos poucos elementos para antever sua inserção na matriz energética e os desdobramentos decorrentes” (Brasil, 2020, p.185). No documento são mencionados desafios de ordem regulatória a fim de estabelecer condições para o estabelecimento de um mercado local, além de propor a superação destes desafios e articular as iniciativas nacionais em consonância com eventuais iniciativas internacionais existentes. Nos anos seguintes foram publicadas as resoluções nº 2 e nº6 do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, que tratam a respeito de pesquisa no setor energético em diversas áreas e no hidrogênio em níveis estratégicos, respectivamente (Oliveira, 2022). Também foram publicadas pela EPE novas notas técnicas sobre Hidrogênio, a saber:

hidrogênio azul, cinza, turquesa, além da nota técnica sobre produção e consumo em refinarias. De acordo com a última nota técnica mencionada (EPE, 2022), 87% do hidrogênio utilizado no Brasil é tanto produzido quanto consumido em refinarias; isto é, atualmente inexiste um amplo mercado nacional de hidrogênio e tampouco este recurso possui participação relevante no setor elétrico.

Excetuando-se os 95% da produção de hidrogênio no Brasil nos anos de 2015, 2016, 2017 e 2018 destinadas aos setores de refino e fertilizantes, os 5% restantes foram produzidos por empresas de matérias-primas industriais (Linde, Air Liquide, Air products e Messer), sendo distribuídos em sua quase totalidade por modal rodoviário. Ressalta-se ainda que o Brasil segue a tendência mundial de concentrar a forma de obtenção a partir da reforma do gás natural, embora a produção de amônia (segundo maior consumo global de H_2) possua uma participação relativa muito inferior em comparação com o resto do mundo (GIZ, 2021).

Quanto à perspectivas e oportunidades de novos mercados, memorandos de entendimento (MoU na sigla em inglês) foram assinados ainda em 2021, pelo porto do Pecém (CE) e pelo porto do Açu (RJ) com entidades estrangeiras, visando oportunidades conjuntas de produção e exportação de hidrogênio verde para o continente europeu, além das possibilidades de uso local (GIZ 2021). Nesse sentido, conforme relatado por de Oliveira (2022) atividades semelhantes são desenvolvidas no porto de Suape em Pernambuco.

Um panorama mais detalhado acerca do hidrogênio no Brasil encontra-se disponível texto para discussão 2787 publicado pela EPE bem como o artigo de GIZ (2021) na íntegra. Um compêndio incluindo o papel de todos os *stakeholders* na cadeia de valor do hidrogênio no Brasil encontra-se no livro “A Economia do Hidrogênio: Transição, descarbonização e oportunidades para o Brasil” publicado pelo Grupo de Estudos do Setor Elétrico da Universidade Federal do Rio de Janeiro (de Oliveira, 2022)

2.3 ENERGIA EÓLICA NO NORDESTE BRASILEIRO

2.3.1 A capacidade instalada de energia eólica no nordeste brasileiro

Uma vez superados os óbices para a produção do hidrogênio verde em larga escala, a oferta de energias renováveis torna-se o fator preponderante para o sucesso comercial deste recurso, e aqui o Brasil é um grande destaque. De acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN, 2022), no ano de 2021 a participação de renováveis na matriz energética brasileira foi de 44,7%, ante 26,6% do resto do mundo e 30,8% da OCDE, e considerando somente a matriz

elétrica a participação atinge 78,1%. A energia eólica merece destaque entre as renováveis pois seu incremento na geração brasileira foi de 15 TWh em relação ao ano de 2020 (cerca de 26,7%), enquanto em termos de capacidade instalada foi de 21,2%. A energia hidrelétrica apresentou pequeno decréscimo de cerca de 8% na geração e o incremento de capacidade instalada foi inferior a 1%. O que destaca um papel cada vez maior da energia eólica.

Dados recentes, mostram a evolução da capacidade instalada de energia eólica no Brasil, situando cerca de 90% desta capacidade na região nordeste do território nacional (EPE, 2022) com dados referentes ao período de 2011 a 2021. Nesse sentido, vale ressaltar a decisiva atuação desempenhada pelo Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA) nesta expansão. Estudo elaborado por Silva (2002) a fim de determinar a potência eólica média horária da direção predominante do vento em 77 estações climatológicas pertencentes ao Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), entre Janeiro de 1977 e Dezembro de 1981, concluiu que os estados do Rio Grande do Norte e Maranhão apresentaram respectivamente o maior e o menor potencial eólico; as estações Acaraú (CE) e Alto Parnaíba (MA) apresentaram mensalmente a maior e a menor variação da potência eólica, respectivamente. Essas conclusões corroboram a distribuição da capacidade instalada entre os estados da região; para saber mais, sugere-se a leitura do artigo de Silva (2002) na íntegra.

Ainda de acordo com o BEN (2022), apesar do estado do Rio Grande do Sul possuir uma trajetória de crescimento da referida capacidade semelhante aos estados da Bahia e Rio Grande do Norte no mesmo período, esse único estado representa mais de 90% da capacidade instalada na região sul do Brasil; e dada a capacidade instalada significativamente menor nas demais regiões e a distância entre as regiões nordeste e sul, o recorte territorial restringe-se à região nordeste do território nacional. Os dados utilizados como entrada neste trabalho encontram-se dispostos nas tabelas 3 e 4:

Tabela 3 - Capacidade instalada de energia eólica (Serviço Público) na região nordeste do Brasil (MW)

Ano	MA	PI	CE	RN	PB	PE	AL	SE	BA	Total NE
2011	0	18	521	222	66	25	0	0	0	852
2012	0	18	590	373	69	25	0	35	101	1210
2013	0	18	661	421	69	27	0	35	233	1464
2014	0	88	1219	1623	69	27	0	35	842	3902
2015	0	503	1253	2368	69	357	0	35	1218	5804
2016	0	885	1553	3290	69	626	0	35	1750	8208
2017	221	1408	1775	3531	157	762	0	35	2267	10155
2018	259	1619	2075	3831	157	762	0	35	3525	12262
2019	426	1619	2075	4138	157	762	0	35	4034	13246
2020	426	2037	2209	4780	157	776	0	35	4580	14999
2021	426	2414	2526	6277	590	828	0	35	5534	18630

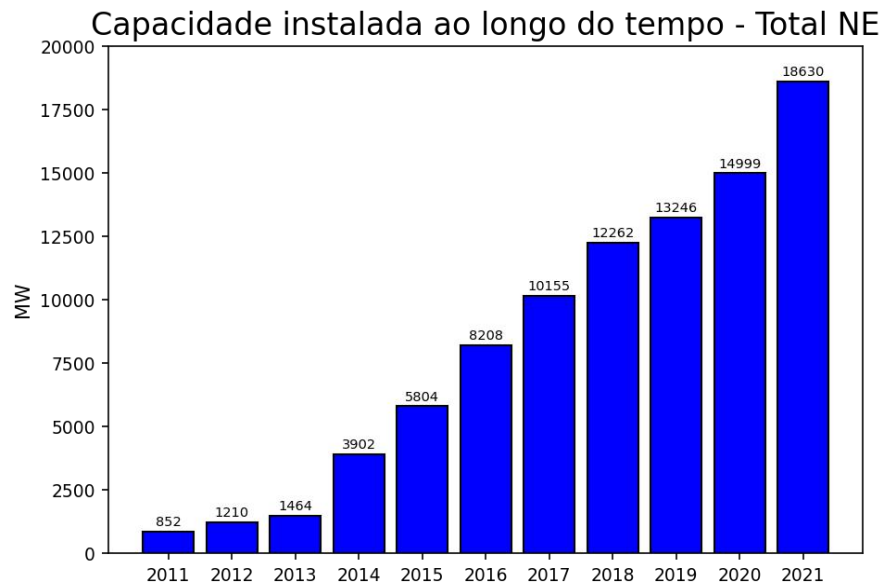
Fonte: EPE (2022).

Tabela 4 - Geração de energia eólica na região nordeste do Brasil (1000 MWh)

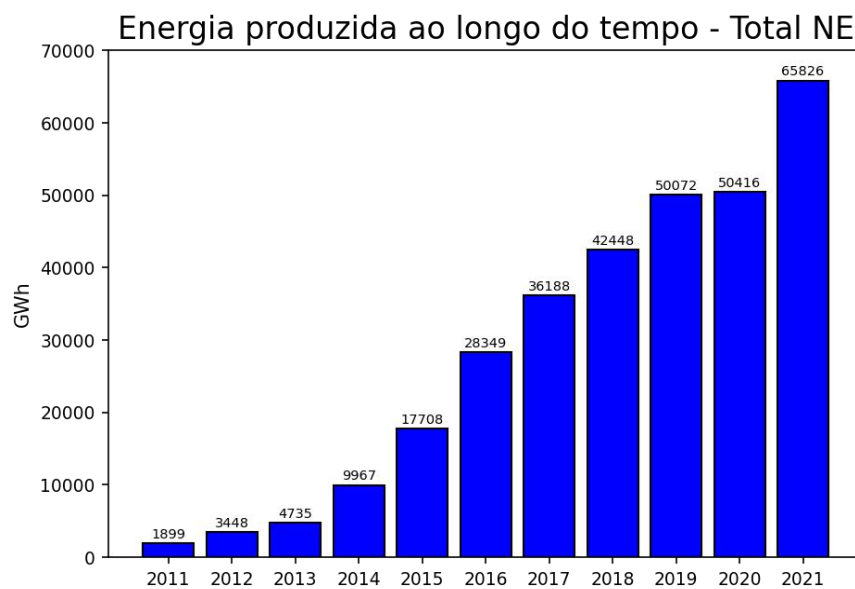
Ano	MA	PI	CE	RN	PB	PE	AL	SE	BA	Total NE
2011	0	49	1.310	334	140	67	0	0	0	1.899
2012	0	71	1.975	980	167	68	0	24	163	3.448
2013	0	63	2.349	1.262	146	66	0	73	775	4.735
2014	0	279	3.788	3.742	146	65	0	65	1.881	9.967
2015	0	898	4.472	7.469	158	648	0	65	3.999	17.708
2016	0	3.133	5.024	11.529	163	2.142	0	63	6.295	28.349
2017	631	4.835	5.359	13.656	264	3.030	0	73	8.338	36.188
2018	1.017	5.724	5.828	14.143	569	3.265	0	80	11.822	42.448
2019	1.615	6.490	6.279	14.431	554	3.224	0	68	17.412	50.072
2020	1.546	6.354	6.247	16.099	524	2.823	0	56	16.765	50.416
2021	1.782	8.904	8.287	22.099	892	2.951	0	61	20.850	65.826

Fonte: EPE (2022).

Os números dispostos nestas tabelas são a capacidade instalada e a produção de energia eólica, respectivamente. Cada linha refere-se a um ano no interstício 2011-2021 e cada coluna a uma unidade federativa da região nordeste, onde encontram-se disponibilizados os respectivos valores conforme BEM entre o período de 2021 a 2022. A última coluna contém os valores consolidados para toda a região nordeste, os quais foram reproduzidos nos gráficos a seguir:

Figura 3 - Capacidade instalada de energia eólica na região nordeste do Brasil (consolidado)

Fonte: Elaboração própria, com dados da EPE.

Figura 4 - Quantidade de energia eólica produzida na região nordeste do Brasil (consolidado)

Fonte: Elaboração própria, com dados da EPE.

As figuras 3 e 4 representam de forma gráfica o consolidado nas tabelas de respectiva numeração. O período compreendido entre os anos de 2011 e 2013 nota-se apenas uma tímida participação tanto em termos de capacidade instalada quanto de energia produzida em relação aos anos posteriores, embora seja nítida a tendência de crescimento. No ínterim restante essa taxa de crescimento se acentua, alcançando no ano de 2021 uma capacidade instalada cerca de vinte vezes maior àquela mensurada no ano de 2011, sendo para a energia produzida um múltiplo superior a trinta vezes para o mesmo ano inicial. Esse aumento deve-se, além das condições climáticas propícias da região, à já mencionada redução nos custos de instalação deste tipo de fonte geradora e a colinearidade não perfeita entre capacidade instalada e geração ressalta o aspecto intermitente associado a esta mesma fonte.

Em termos de cenários prospectivos, o PNE 2050 ressalta o aumento da participação de fontes intermitentes no *grid* devido às já mencionadas demandas de progressiva descarbonização do setor de energia no Brasil e no mundo. No caso específico da geração eólica, menciona estudos anteriores estimando o potencial de geração tanto *onshore* quanto *offshore*, além do desenvolvimento de geradores e hélices mais eficientes. No entanto, cita como óbices a questão logística enfrentada por pás de tamanho superiores aos atuais, tanto no modal rodoviário quanto na infraestrutura portuária. Como recomendação, plano sugere a melhor previsibilidade das expansões da geração eólica e da capacidade de transmissão, a busca de soluções intergovernamentais para questões de infraestrutura e o estabelecimento de um arcabouço regulatório tanto para a atividade eólica *offshore* quanto para o descomissionamento de parques eólicos em funcionamento.

3 METODOLOGIA

Este trabalho considerou a análise de revisão bibliográfica em sua formulação, tanto para a contextualização quanto para justificar a escolha do hidrogênio verde como elemento central, além dos recortes espacial e temporal mencionados. Posterior a esta revisão são feitos cálculos matemáticos a fim de obter uma estimativa do hidrogênio verde potencialmente produzido a partir desses recortes

A fundamentação teórica discorreu sobre questões envolvendo transição energética, soberania energética, oferta e demanda de energia além de dados sobre produção e consumo de hidrogênio Brasil e no mundo a partir de referências científicas bem como de relatórios publicados por órgãos públicos e autarquias. O que ensejou a estimar alguma contribuição do Brasil para essa questão.

Apoiando-se prioritariamente em relatórios do Balanço Energético Nacional publicados pela EPE, com recorte temporal compreendendo o período de 2011 a 2021 e recorte espacial limitado à região nordeste brasileira, os dados utilizados como variável de entrada para o numerador do cálculo exemplificado a seguir foram consolidados para cada ano do íterim mencionado. Foram somadas as quantidades de energia eólica em GWh para cada estado região a cada ano, fornecendo um total de energia eólica produzida pela região nordeste por ano entre 2011 e 2021.

Ademais, para a definição do denominador foi consultado o relatório da IRENA (2021) intitulado “*Making the breakthrough: Green hydrogen policies and technology costs*”. A IRENA é uma organização intergovernamental estabelecida no ano de 2011 com a finalidade de promover e difundir o uso sustentável de energias renováveis. O referido relatório forneceu as taxas de conversão de energia elétrica utilizada por quilograma de hidrogênio produzido segundo quatro distintas tecnologias de eletrólise atualmente empregadas. A razão entre energia gerada (calculada segundo o parágrafo anterior) e a taxa de conversão constituem as equações de estimativa do potencial de hidrogênio verde (ver equação 1 abaixo):

Equação 1 - Fórmula utilizada para calcular a estimativa de hidrogênio verde

$$H_2 \text{ produzido} = \text{Energia eólica gerada} / \text{Fator de conversão}$$

Fonte: Elaborado pelo autor.

Acrescenta-se ainda os valores relativos à demanda mundial de hidrogênio para as estimativas obtidas, dividindo-se o valor estimado pela demanda total para o respectivo ano, a fim de se mensurar a importância relativa do potencial de produção do hidrogênio verde no nordeste brasileiro em relação ao mundo. O cálculo é simples e encontra-se destacado na equação 2 logo abaixo:

Equação 2 - Fórmula utilizada para calcular a estimativa relativa de hidrogênio verde

$$H_2 \text{ produzido relativo} = H_2 \text{ produzido} / \text{demanda mundial de } H_2$$

Fonte: Elaborado pelo autor.

Como referência, tem-se o trabalho de Nadaleti 2020, que propõe uma estimativa de potencial de produção de hidrogênio verde de forma um pouco mais elaborada, porém complexa, considerando inclusive questões relativas ao fenômeno dos ventos e ao funcionamento de pás eólicas, assuntos que fogem ao escopo do presente trabalho. O autor ainda parte de premissas distintas, considerando apenas o excedente de energia eólica e hidrelétrica para a obtenção do hidrogênio verde. A fórmula de cálculo utilizada encontra-se descrita abaixo:

Equação 3 - Fórmula utilizada para calcular a estimativa relativa de hidrogênio verde

$$H_2 \text{ produzido} = (\text{geração eólica} * \text{fator de eficiência}) / \text{fator de consumo da eletrólise}$$

Fonte: Adaptado de Nadaleti 2020.

Em que a quantidade de hidrogênio produzido é dada em Nm³, a geração eólica em kWh, o fator de eficiência em percentual e o fator de consumo da eletrólise em kWhN/m³. Para uma melhor compreensão sugere-se a leitura na íntegra do referido autor.

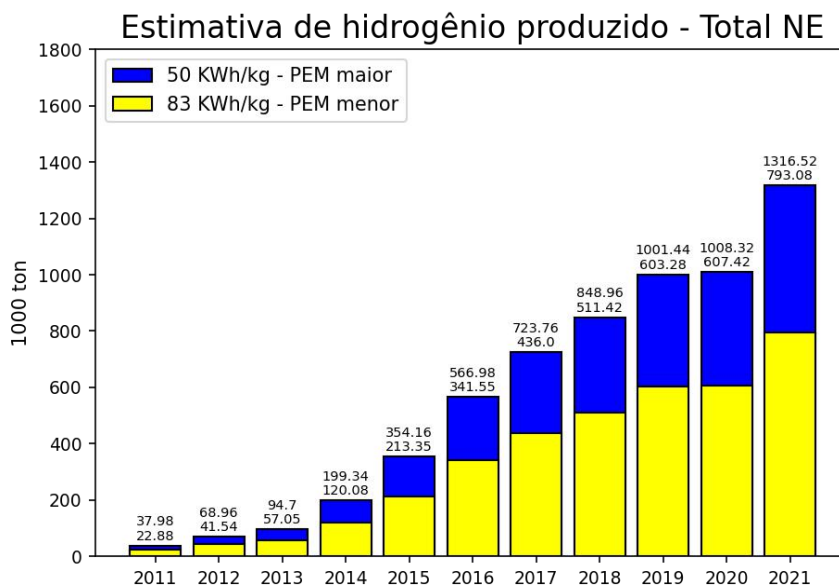
Voltando ao presente trabalho, a estimativa obtida possui uma série de limitações: Considerou-se o consolidado anual de energia eólica efetivamente produzida segundo registros da EPE, o que não inclui eventuais variações instantâneas decorrentes da intermitência inerente a esta fonte de energia, tampouco permite considerar estimativas futuras com cem por cento de exatidão, embora cálculos de regressão linear simples entre capacidade instalada e energia produzida possam ser utilizados como *proxy*, o que foge ao escopo do presente trabalho. Outra importante limitação diz respeito aos fatores de conversão utilizados, os quais foram

considerados em um cálculo algébrico simples e exato sem maiores considerações sobre questões que poderiam surgir em um caso concreto. O exercício de abstração também partiu da premissa de que se poderia prescindir de toda esta energia na alimentação do grid e utilizá-la única e exclusivamente na produção de H_2 verde.

4 CÁLCULO DO POTENCIAL DE HIDROGÊNIO VERDE

Conforme já mencionado, o presente estudo considera a produção de energia eólica totalmente empregada na eletrólise da água, a fim de calcular a quantidade de hidrogênio em quilogramas passível de ser gerada. Ressalta-se que as fontes de geração eólica são intermitentes, o que não interfere no cálculo de potencial com base em dados históricos, porém impede uma maior exatidão em cenários prospectivos.

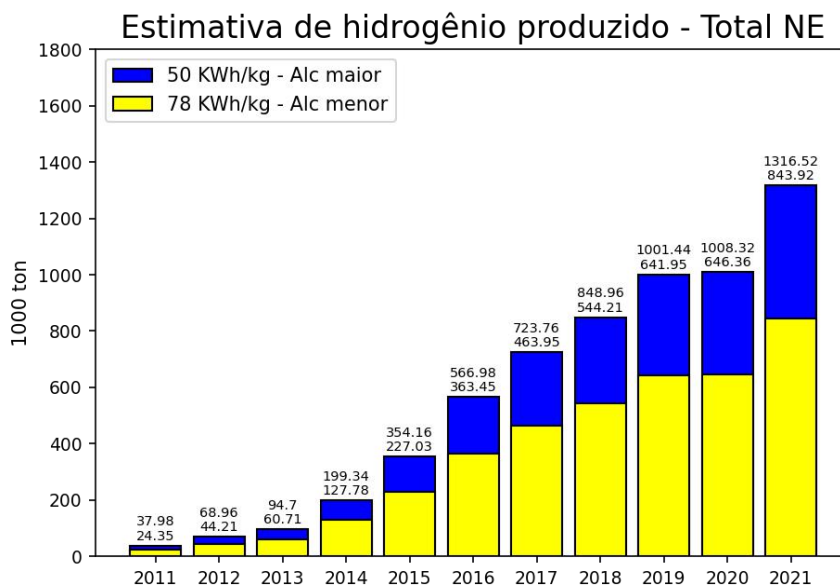
Os valores de entrada são o quantitativo de energia eólica produzido na região nordeste conforme a tabela 4 (BEN, 2022) e os valores de conversão utilizados no cálculo são aqueles disponibilizados na tabela 1 (IRENA, 2021), sendo realizados distintos cálculos tanto por tipo de eletrólise quanto por taxa de conversão maior/menor. Os valores de saída, representando a quantidade em megatoneladas de hidrogênio potencialmente produzido, estão representados nas figuras 5, 6, 7, 8 e 9; as legendas maior/menor representam a quantidade de hidrogênio produzida, em vez da razão KWh/Kg exibidas nos gráficos (isto é, quanto menor a razão Kwh/Kg, maior a quantidade produzida em quilogramas para uma mesma quantidade de energia). Encontram-se acrescidas ao longo do texto as proporções relativas à demanda mundial de hidrogênio das estimativas obtidas para o respectivo ano.

Figura 5 - Estimativa da quantidade de hidrogênio produzido na região nordeste do Brasil

Fonte: Elaboração própria, com dados da EPE e IRENA.

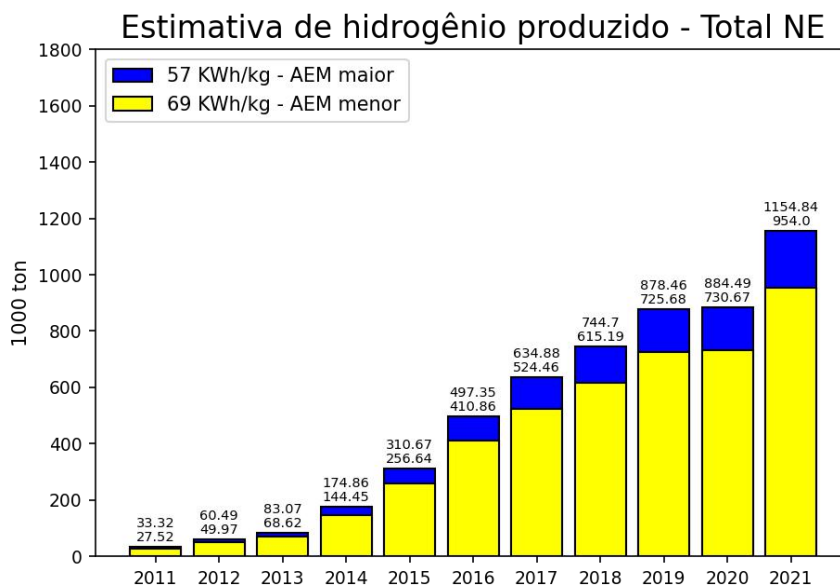
A figura 5 exibe a estimativa de hidrogênio produzido no nordeste brasileiro segundo o método de membrana de troca de prótons, tanto para o cenário de mais alta taxa de conversão quanto para o de menor taxa (IRENA, 2021). Inicia-se com apenas 37,98 Kt de H₂ em 2011 no melhor cenário e apenas 32,88 Kt no mais adverso, o que representa apenas cerca de 0,054% e 0,046% da demanda mundial de hidrogênio de aproximadamente 70 megatoneladas naquele ano (AIE, 2021) respectivamente. Considerado o período mais recente, nos anos de 2020 e 2021 os valores são de 1008,32 Kt e 1316,52 Kt na melhor das perspectivas, ao passo que se considerada a menor taxa de conversão seria de apenas 646,36 Kt e 843,92 Kt respectivamente. Em termos percentuais, tais valores representam cerca de 0,67 % e 0,84% para os mesmos períodos mencionados na menos desejável estimativa e 1,12% e 1,40% na melhor delas.

Figura 6 - Estimativa da quantidade de hidrogênio produzido na região nordeste do Brasil



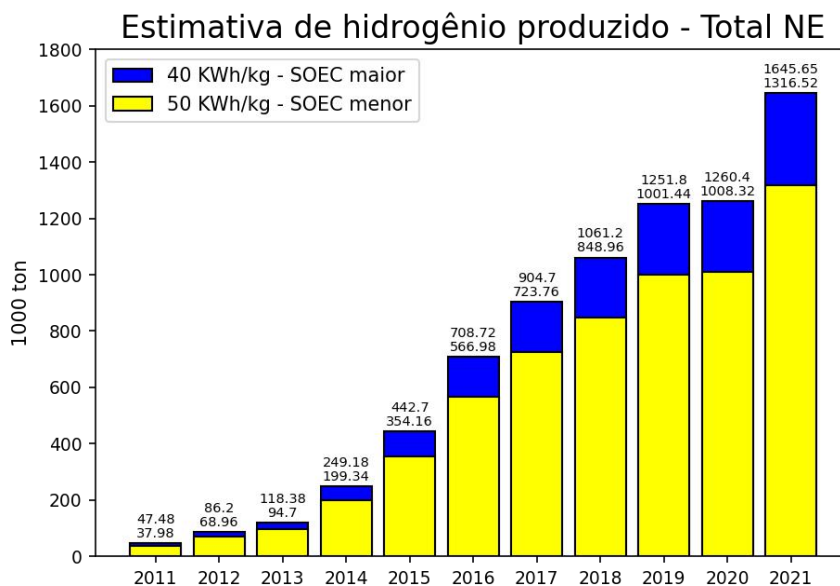
Fonte: Elaboração própria, com dados da EPE e IRENA.

De maneira análoga, a figura 6 exibe a mesma estimativa de hidrogênio produzido, porém segundo o método alcalino. Os valores são de 37,98 Kt de H₂ em 2011 no melhor cenário e apenas 24,35 Kt no mais adverso, o que representa apenas cerca de 0,054% e 0,034% da demanda mundial de hidrogênio no mesmo ano. Em relação ao ano de 2020, os valores são de 1008,32 Kt e 646,36 Kt na melhor e na pior das perspectivas, ao passo que em 2021 os valores são de 1316,52 Kt e 843,92 Kt respectivamente. Em termos percentuais, tais valores representam uma ordem de grandeza de 1,12 % e 1,40% para os mesmos períodos mencionados no melhor cenário e 0,72% e 0,89% no pior deles.

Figura 7 - Estimativa da quantidade de hidrogênio produzido na região nordeste do Brasil

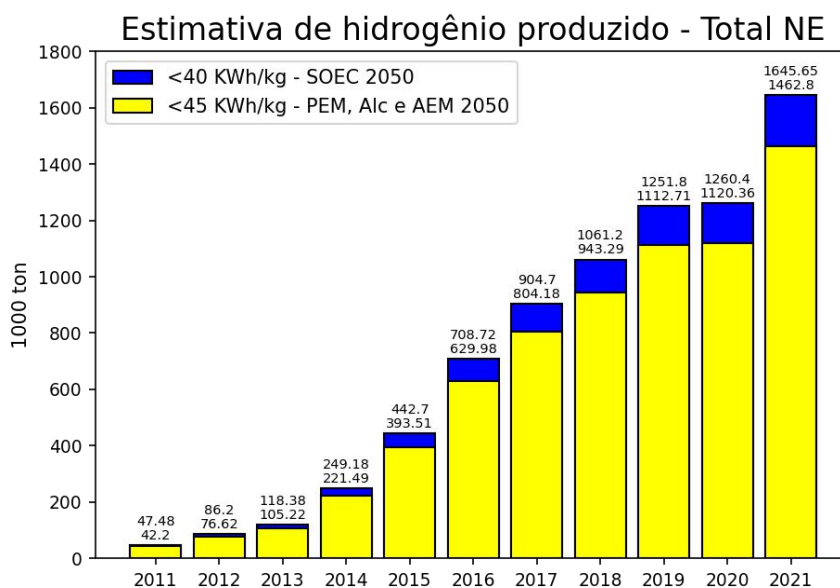
Fonte: Elaboração própria, com dados da EPE e IRENA.

A mesma análise se aplica a figura 7. Para o método de membrana de troca de ânions os valores são de 33,32 Kt de H₂ em 2011 no melhor cenário e apenas 27,52 Kt no mais adverso, o que representa apenas cerca de 0,047% e 0,0390% da demanda mundial de hidrogênio no mesmo ano. Em relação ao ano de 2020, os valores são de 884,49 Kt e 730,67 Kt na melhor e na pior das perspectivas, ao passo que em 2021 os valores são de 1154,84 Kt e 954,0 Kt respectivamente. Em termos percentuais, tais valores representam uma ordem de grandeza de 0,93 % e 1,23% para os mesmos períodos mencionados no melhor cenário e 0,82% e 1,02% no cenário mais adverso.

Figura 8 - Estimativa da quantidade de hidrogênio produzido na região nordeste do Brasil

Fonte: Elaboração própria, com dados da EPE e IRENA.

Para o método de óxido sólido (figura 8) os números são os maiores, sendo de 47,48 Kt de H₂ em 2011 no melhor cenário e apenas 37,98 Kt no mais adverso, o que representa apenas cerca de 0,067% e 0,054% da demanda mundial de hidrogênio no mesmo ano. No entanto, a partir do ano de 2020, fica evidente que é o método de eletrólise que vislumbra o maior potencial deste estudo, sendo os valores de 1260,4 Kt e 1008,32 Kt na melhor e na pior das perspectivas, ao passo que em 2021 os valores são de 1645,65 Kt e 1316,52 Kt respectivamente. Em termos percentuais, tais valores representam uma ordem de grandeza de 1,40 % e 1,75% para os mesmos períodos mencionados no melhor cenário e 1,12% e 1,40% no pior deles.

Figura 9 - Estimativa da quantidade de hidrogênio produzido na região nordeste do Brasil

Fonte: Elaboração própria, com dados da EPE e IRENA.

Por último, mas não menos importante, tem-se o cenário prospectivo da IRENA para o ano de 2050. A tecnologia de óxido sólido atinge patamares superiores aos atuais, embora um valor preciso não esteja discriminado pela respectiva agência, ao passo que as demais tecnologias apresentam ganhos significativos, porém ainda sim inferiores aos do mencionado anteriormente. O presente estudo não elaborou projeções para a produção de energia eólica para o ano de 2050 visto que foge ao escopo do mesmo, porém pode-se comparar graficamente a energia eólica gerada até então com base nas respectivas tecnologias no atual estado da arte (figuras 5, 6, 7 e 8) com a projeção 2050, tendo em vista as ordens de grandeza permanecerem as mesmas. Projeções para a demanda mundial de hidrogênio futura encontram-se disponíveis na já mencionada publicação da AIE (2021) tanto para o cenário de compromissos assumidos quanto *net zero*.

Os resultados exibidos nos referidos gráficos denotam o que já era esperado a partir da leitura da tabela 02, uma vez que o denominador é o mesmo para cada tecnologia distinta de eletrólise, sendo utilizada a quantidade de energia produzida no ano de 2021 para efeito de comparação: a tecnologia de óxido sólido é a que produz a maior quantidade dentre as disponíveis, sendo a quantidade total produzida em torno de 1,65 Mt no melhor cenário e 1,32 Mt no pior cenário, além de ser superior a estas mesmas 1,65 Mt no cenário 2050. As tecnologias que apresentaram maior amplitude entre o melhor e o pior cenário são as de membrana de troca de prótons e alcalina, com 0,79 Mt e 0,84 Mt respectivamente para o pior

cenário e 1,32 Mt para ambas no melhor cenários. A Membrana de troca de ânions restou 0,95 Mt e 1,15 Mt para o pior e melhor cenário respectivamente. Para o cenário prospectivo 2050 as demais permanecem com desempenho inferior ao óxido sólido, com valores superiores a 1,46 Mt se a tecnologia estivesse disponível hoje.

Faz-se importante ressaltar ainda o texto de Posso 2022, que propõe uma estimativa para o potencial de hidrogênio verde no Equador. Este trabalho, embora não apresente uma fórmula de cálculo específica, traz um sumário do potencial de produção de hidrogênio verde de vários países ao redor do globo, juntamente com as respectivas referências. Para o Brasil, segundo Nadaleti 2020, a estimativa é de 1,8 Mt no ano de 2020 de acordo com as premissas adotadas por este autor já abordadas na metodologia.

5 POSSIBILIDADES DE APLICAÇÃO DO HIDROGÊNIO VERDE CALCULADO

O presente trabalho se encerra discorrendo acerca de algumas aplicações para este hidrogênio verde calculado, com a finalidade de melhor visualizar este potencial. Além da possibilidade de comercialização e/ou exportação em forma de granel, a qual depende da superação de eventuais óbices anteriormente mencionados, este hidrogênio pode ser também armazenado localmente e disponibilizado sob demanda no *grid*.

No aspecto comercialização, considerando a demanda mundial de 94 Mt anteriormente mencionada para o ano de 2021, a tecnologia de óxido sólido no melhor cenário para o ano de 2021 seria capaz de atender cerca de 1,75% desta demanda, ao passo que tecnologia de membrana de prótons no pior cenário atenderia apenas algo em torno de 0,84% no mesmo período, menos de 1% da demanda mundial. Para o hidrogênio calculado no ano de 2020, 1,34% e 0,65% respectivamente em relação a demanda daquele ano. Para efeitos de comparação com a indústria de óleo e gás, o Brasil foi o 9º maior produtor de petróleo do mundo no ano de 2021, com uma participação de 3,3% da produção mundial (ANP, 2022).

Quanto à utilização local, um cálculo algébrico simples considerando um fator de eficiência de até 60 % para as células a combustível (AIE, 2021) permite estimar ao menos a ordem de grandeza da energia disponível a partir da reconversão do hidrogênio em eletricidade. Considerando-se esta eficiência máxima, a energia disponível calculada para os anos de 2020 e 2021, a partir da reconversão, 30.249 GWh e 39.496 GWh respectivamente.

E por último, para fins de atendimento da demanda flexível do ONS faz-se novo cálculo dividindo o resultado anterior pelo número de horas em que esta energia supostamente tem de estar disponível. Considerando um ano com 365 dias e um dia com 24 horas, tem-se um total de 8760 horas; dividindo-se o resultado anterior, tem-se em torno de 3.453 MWh/h e 4.508 MWh/h para os anos de 2020 e 2021. Comparando-se tais valores aos exibidos nas figuras 01 e 02, denota-se ordem de grandeza semelhante a amplitude de carga horária da região nordeste, porém apenas uma fração entre 13% e 18% do consolidado nacional. Vale ressaltar este último exemplo trata-se apenas de uma abstração, uma vez que desconsidera todas as peculiaridades técnicas que envolvem o assunto, sendo que tal comparação refere-se única e exclusivamente aos dias mencionados. Uma descrição pormenorizada do balanceamento de carga do grid fugiria ao escopo deste trabalho.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho propõe um cálculo do potencial de produção de hidrogênio verde a partir da energia eólica, considerando um recorte espacial limitado à região nordeste do Brasil. As principais motivações são o fato de a energia eólica ser não somente uma energia renovável alinhada ao conceito de transição energética, mas também por ser uma fonte soberana em termos territoriais, isto é, situada em solo brasileiro portanto não sujeita a óbices por parte de nações estrangeiras limítrofes.

Como destaque, além dos resultados em valores absolutos descritos no decorrer do texto, a ordem de grandeza relativa ao mercado mundial no melhor cenário calculado no ano de 2021 corresponde a mais de 50% da mesma importância protagonizada pelo petróleo no Brasil para o mesmo período, o que permite vislumbrar o papel a ser potencialmente desempenhado pelo Brasil no eventual desenvolvimento de um ativo mercado mundial de hidrogênio, o qual pode ser ainda maior se concretizadas as possibilidades de expansão *offshore* da produção de energia eólica, conforme mencionado no PNE 2050 (Brasil, 2020).

Entretanto, há uma série de considerações e limitações acerca deste estudo. A primeira delas diz respeito a toda energia eólica produzida na região nordeste ser retirada do *grid* e disponibilizada integralmente para a produção de hidrogênio verde. A segunda pressupõe a superação de uma série de óbices tecnológicos mencionados, bem como a existência de uma capacidade instalada de equipamentos de eletrólise em quantidade adequada à produção de hidrogênio verde calculada neste trabalho. Para realizar as comparações na última parte do trabalho, visando uma melhor compreensão em termos práticos, foram feitos cálculos algébricos relativamente simples sem o emprego de maiores referências. Por último, mas não menos importante, dada a inexistência de um mercado ativo de hidrogênio no Brasil e as questões concernentes ao comércio de longa distância, variáveis econômicas não foram consideradas no presente estudo.

A fim de aprimorar este trabalho e obter dados mais acurados, sugere-se estudos envolvendo possibilidades de expansão da atual capacidade instalada tanto *onshore* quanto *offshore*, além de cenários envolvendo a superação dos óbices logísticos e tecnológicos descritos neste trabalho, a fim de elaborar cenários com menos incerteza para situações concretas.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis: 2022**. Rio de Janeiro, 2022. 266p. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/arquivos-anuario-estatistico-2022/anuario-2022.pdf>. Acesso em: 02 fev. 2023.

ALBRECHT, Uwe et al. International Hydrogen Strategies—A study commissioned by and in cooperation with the World Energy Council Germany. **Ludwig-Bölkow-Syst. GmbH Weltenergierat-Dtschl; World Energy Council Germany**: Ottobrunn, Germany, 2020.

BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL 2021: Ano base 2020 / Empresa de Pesquisa Energética. – Rio de Janeiro: EPE, 2021. Brazilian Energy Balance 2021 Year 2020 / **Empresa de Pesquisa Energética** – Rio de Janeiro: EPE, 2021.

BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL 2022: Ano base 2021 / Empresa de Pesquisa Energética. – Rio de Janeiro: EPE, 2022. Brazilian Energy Balance 2022 Year 2021 / **Empresa de Pesquisa Energética** – Rio de Janeiro: EPE, 2022.

DE CASTILHO, Filipe Philipps. Energia, guerra e transição: a Guerra da Ucrânia e os novos paradigmas do consumo energético. **Conjuntura Global**, v. 11, n. 3, 2022.

DE OLIVEIRA, Rosana Cavalcante. **Panorama do hidrogênio no Brasil**. Texto para Discussão, 2022.

EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, (2021a). **Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio**. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao569/Hidroge%CC%82nio_23Fev2021NT%20\(2\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao569/Hidroge%CC%82nio_23Fev2021NT%20(2).pdf). Acesso em: 19 jun. 2022.

EPE. **Produção e Consumo de Hidrogênio em Refinarias no Brasil**. Ministério de Minas e Energia, Rio de Janeiro, 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-667/NT-EPE-DPG-SDB-2022-01%20-%20Hidrog%C3%AAAnio%20em%20Refinarias.pdf>. Acesso em: 04 jan. 2023.

EPE. **Hidrogênio Turquesa: Produção a partir da pirólise do gás natural**. Ministério de Minas e Energia, Rio de Janeiro, 2022. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-663/Nota%20Tecnica%20Hidrogenio%20Turquesa_12.04.22.pdf. Acesso em: 09 jan. 2023.

GIZ – GESELLSCHAFT FÜR INTERNATIONALE ZUSAMMENARBEIT. **Mapeamento do setor de hidrogênio brasileiro**. Brasília: GIZ, Oct. 2021. Acesso em: 09 abr. 2023.

IEA. **Global Hydrogen Review 2021**, IEA, Paris. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021>. Acesso em: 10 dez. 2022.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Global Hydrogen Review 2022**. OECD Publishing, 2022. Acesso: 05 jul. 2023.

IRENA, Making the breakthrough: Green hydrogen policies and technology costs, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. 2021.

JOSHI, Anand S.; DINCER, Ibrahim; REDDY, Bale V. Solar hydrogen production: a comparative performance assessment. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 36, n. 17, p. 11246-11257, 2011.

OLIVEIRA, Lucas Kerr de. Energia como recurso de poder na política internacional: geopolítica, estratégia e o papel do Centro de Decisão Energética. 2012.

MME (Ministério de Minas e Energia); EPE. PNE 2050 – Plano Nacional de Energia 2050. Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME/EPE, 2020b.

NADALETI, Willian César; DOS SANTOS, Gabriel Borges; LOURENÇO, Vitor Alves. The potential and economic viability of hydrogen production from the use of hydroelectric and wind farms surplus energy in Brazil: A national and pioneering analysis. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 45, n. 3, p. 1373-1384, 2020.

POSSO, Fausto; PULIDO, Armando; ACEVEDO-PÁEZ, Juan C. Towards the hydrogen economy: Estimation of green hydrogen production potential and the impact of its uses in Ecuador as a case study. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 48, n. 32, p. 11922-11942, 2023.

RIBEIRO, Fernando José da Silva Paiva. Análise dos dados preliminares do comércio mundial em 2020. Brasília: **IPEA**, 2021. Disponível em: <https://repositorio.ipea.gov.br/handle/11058/10447>. Acesso em: 28 jun. 2023.

SILVA, Bernardo B. da et al. Potencial eólico na direção predominante do vento no Nordeste brasileiro. **Revista brasileira de engenharia agrícola e ambiental**, v. 6, p. 431-439, 2002.