

**AVALIAÇÃO DO POTENCIAL MERCADO DE HIDROGÊNIO VERDE A PARTIR
DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE EÓLICAS *OFFSHORE* NO BRASIL**

Luiza Volschan

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa
de Pós-graduação em Planejamento Energético,
COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro,
como parte dos requisitos necessários à obtenção do
título de Mestre em Planejamento Energético.

Orientador(es): Alexandre Salem Szklo

André Frossard Pereira de Lucena

Rio de Janeiro

Novembro 2024

**AVALIAÇÃO DO POTENCIAL MERCADO DE HIDROGÊNIO VERDE A PARTIR
DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE EÓLICAS *OFFSHORE* NO BRASIL**

Luiza Volschan

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM
CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Orientador(es): Alexandre Salem Szklo

André Frossard Pereira de Lucena

Aprovada por: Prof^a. Bettina Susanne Hoffmann

Prof. Bruno Borba

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL
NOVEMBRO 2024

Volschan, Luiza

Avaliação do potencial mercado de hidrogênio verde a partir da geração de energia elétrica de eólicas *offshore* no Brasil/Luiza Volschan – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2024.

XIII, 122 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador(es): Alexandre Salem Szklo e André Frossard Pereira de Lucena

Dissertação (Mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2024.

Referências Bibliográficas: p. 105-117.

1. Hidrogênio 2. Eólica *offshore* 3. *Hubs* 4. Mudanças Climáticas. I. Szklo, Alexandre Salem e de Lucena, André Frossard Pereira II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Avaliação do potencial mercado de hidrogênio verde a partir da geração de energia elétrica de eólicas *offshore* no Brasil

Agradecimentos

Em primeiro lugar, agradeço à minha família. À minha mãe e ao meu pai, por terem me proporcionado todas as condições necessárias para que eu tivesse uma educação de excelência e, junto à minha irmã, minha avó, tios e primos, por todo o carinho e amor incondicional.

Sinto-me profundamente grata por ter construído minha formação acadêmica na UFRJ, onde, desde a graduação em Engenharia Ambiental, tive acesso a uma educação gratuita e de altíssima qualidade, que foi essencial para a construção do meu caminho profissional e pessoal.

Agradeço a todos os professores que contribuíram para minha formação. Um agradecimento especial aos professores Alexandre Szklo e André Lucena, cuja orientação e inspiração foram fundamentais ao longo desta jornada, e aos professores Bruno Borba e Susanne Hoffmann, pelas valiosas contribuições para este trabalho.

Aos amigos que fiz ao longo desses anos na EAC, UFRJ, UTC, GNA e OCP, sou imensamente grata pelo acolhimento e ensinamentos durante toda a minha trajetória. Em especial, gostaria de destacar minha gratidão à Tamar, pela parceria ao longo dos cursos de graduação e mestrado.

Pelo apoio diário, mesmo nos momentos mais difíceis, agradeço ao Lucas. Seu incentivo me motiva a buscar sempre o melhor e a enfrentar os desafios com determinação e resiliência.

Por fim, expresso minha mais sincera gratidão a todos que, direta ou indiretamente, contribuíram para esta trajetória, culminando na obtenção do título de Mestre pelo Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

AVALIAÇÃO DO POTENCIAL MERCADO DE HIDROGÊNIO VERDE A PARTIR DA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE EÓLICAS OFFSHORE NO BRASIL

Luiza Volschan

Novembro/2024

Orientador(es): Alexandre Salem Szklo

André Frossard Pereira de Lucena

Programa: Planejamento Energético

O Brasil, com sua extensa costa e condições favoráveis para a geração de energia eólica *offshore*, apresenta um potencial significativo para a produção de hidrogênio verde. Este trabalho avalia o mercado potencial para a produção de H₂ a partir da eletrólise da água, utilizando energia gerada por eólicas *offshore*. A pesquisa mapeou os *hotspots* de produção e dimensionou o mercado consumidor até 2050, considerando a viabilidade de estabelecer *hubs* de H₂ verde. Os resultados indicam que as regiões do Nordeste, Sudeste e Sul do Brasil têm capacidade combinada de produzir até 8,8 milhões de toneladas de H₂ por ano. No entanto, restrições de distância da costa para a localização das eólicas reduzem o potencial para 6,19 milhões de toneladas a 100 km e para 3,34 milhões a 50 km da costa. Quando considerada a proximidade de infraestruturas portuárias, o potencial estimado é de 3,39 milhões de toneladas a 100 km dos portos e 1,14 milhões a 50 km. Além disso, o estudo identificou uma demanda potencial de 3,65 milhões de toneladas de H₂, com o setor de amônia e derivados sendo o maior consumidor (1,7 milhões t), seguido por siderurgia (830 mil t), refinarias (690 mil t), injeção na rede de gás natural (210 mil t), metanol (180 mil t) e, por fim, o diesel verde como combustível marítimo (20 mil t). A análise da distribuição dos consumidores apontou para uma concentração significativa da demanda nas regiões costeiras, sublinhando a importância estratégica dos portos como *hubs* de distribuição. Contudo, a viabilidade financeira principalmente em relação à logística de distribuição interna ainda necessita de melhor aprofundamento.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

ASSESSMENT OF THE GREEN HYDROGEN MARKET POTENTIAL FROM
OFFSHORE WIND POWER GENERATION IN BRAZIL

Luiza Volschan

November/2024

Advisor(s): Alexandre Salem Szklo

André Frossard Pereira de Lucena

Department: Energy Planning

Brazil, with its extensive coastline and favorable conditions for *offshore* wind energy generation, presents significant potential for green hydrogen production. This study evaluates the potential market for H₂ production through electrolysis using energy generated by *offshore* wind farms. The research mapped production *hotspots* and estimated the consumer market up to 2050, considering the feasibility of establishing green H₂ *hubs*. The results indicate that the combined capacity of the Northeast, Southeast, and South regions of Brazil could produce up to 8.8 million tons of H₂ per year. However, distance restrictions from the coast for wind farm placement reduce this potential to 6.19 million tons within 100 km and to 3.34 million tons within 50 km of the coast. When considering proximity to port infrastructure, the estimated potential is 3.39 million tons within 100 km of ports and 1.14 million tons within 50 km. Additionally, the study identified a potential demand of 3.65 million tons of H₂, with the ammonia and derivatives sector being the largest consumer (1.7 million tons), followed by steelmaking (830 thousand tons), refineries (690 thousand tons), injection into the natural gas grid (210 thousand tons), methanol (180 thousand tons), and, finally, green diesel as a maritime fuel (20 thousand tons). The analysis of consumer distribution highlighted a significant concentration of demand in coastal regions, underscoring the strategic importance of ports as distribution *hubs*. However, financial viability, particularly regarding internal distribution logistics, still requires further investigation.

Sumário

1. INTRODUÇÃO	1
1.1 OBJETIVOS	7
1.2 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	8
2. EÓLICA OFFSHORE	9
2.1 TECNOLOGIA EÓLICA OFFSHORE	12
2.2 ENERGIA EÓLICA OFFSHORE NO BRASIL	15
3. HIDROGÊNIO	21
3.1 TECNOLOGIA DO HIDROGÊNIO	24
3.1.1 Métodos de produção	24
3.1.2 Armazenamento e Transporte de Hidrogênio.....	30
3.2 HIDROGÊNIO NO BRASIL	33
3.2.1 Refinarias de Petróleo.....	37
3.2.2 Siderúrgica.....	38
3.2.3 Mistura com Gás Natural na Rede de Transporte.....	39
3.2.4 Amônia e derivados	40
3.2.5 Metanol.....	42
3.2.6 Combustíveis marítimos.....	44
4. METODOLOGIA	49
4.1 HOTSPOTS DE H ₂ VERDE A PARTIR DE EÓLICAS OFFSHORE	50
4.2 CONSUMIDORES DE H ₂	54
4.2.1 Refinarias de Petróleo.....	55
4.2.2 Siderurgia	56
4.2.3 Gás Natural.....	57
4.2.4 Amônia e derivados	58
4.2.5 Metanol.....	62

4.2.6	Diesel verde.....	63
4.3	<i>HUBS DE HIDROGÊNIO VERDE</i>	64
4.3.1	<i>Hubs mapeados a partir do consumo.....</i>	64
4.3.2	<i>Hubs mapeados a partir da produção.....</i>	66
5.	RESULTADOS.....	67
5.1	POTENCIAIS <i>HOTSPOTS</i> DE GERAÇÃO DE HIDROGÊNIO VERDE	67
5.2	POTENCIAIS CONSUMIDORES DE HIDROGÊNIO VERDE	70
5.2.1	Refinarias de Petróleo.....	72
5.2.2	Siderurgia	73
5.2.3	Rede de gás natural.....	74
5.2.4	Amônia e derivados.....	75
5.2.5	Metanol.....	78
5.2.6	Diesel Verde	79
5.3	POTENCIAIS <i>HUBS</i> DE HIDROGÊNIO VERDE	81
5.3.1	<i>Hubs mapeados a partir do consumo.....</i>	83
5.3.2	<i>Hubs mapeados a partir da produção</i>	88
5.4	DISCUSSÃO.....	93
6.	CONCLUSÃO	98
	REFERÊNCIAS	105
	ANEXO I	118

Lista de Figuras

Figura 1. Diferentes tipos de fundações para turbinas eólicas <i>offshore</i> .	13
Figura 2. Classificação do hidrogênio em cores pelo processo de produção.	24
Figura 3. Fluxograma com as etapas metodológicas desenvolvidas no trabalho.	49
Figura 4. Potencial eólico <i>offshore</i> a 100 e 50 km da costa.	68
Figura 5. Portos selecionados e respectivos potenciais eólicos <i>offshore</i> .	69
Figura 6. Mapeamento dos potenciais setores consumidores.	71
Figura 7. Mapeamento do potencial consumo (t/ano).	72
Figura 8. Mapeamento do potencial consumo por parte das refinarias (t/ano).	73
Figura 9. Mapeamento do potencial consumo por parte das siderúrgicas (t/ano).	74
Figura 10. Mapeamento do potencial consumo por parte da injeção na rede de gás natural (t/ano).	75
Figura 11. Mapeamento do potencial consumo por parte das fábricas de fertilizantes (t/ano).	76
Figura 12. Mapeamento do potencial consumo por parte da produção de amônia e derivados (t/ano).	77
Figura 13. Mapeamento do potencial consumo por parte da produção de metanol (t/ano).	78
Figura 14. Mapeamento do potencial consumo por parte do transporte marítimo (t/ano).	80
Figura 15. Potencial geração e consumo de hidrogênio mapeados no Nordeste (t/ano).	82
Figura 16. Potencial geração e consumo de hidrogênio mapeados no Sudeste (t/ano).	82
Figura 17. Potencial geração e consumo de hidrogênio mapeados no Sul (t/ano).	83
Figura 18. Localização ideal para instalação da planta de eletrólise nos <i>hubs</i> do Nordeste às diferentes distâncias.	85
Figura 19. Localização ideal para instalação da planta de eletrólise nos <i>hubs</i> do Sudeste às diferentes distâncias.	86

Figura 20. Localização ideal para instalação da planta de eletrólise nos *hubs* do Sul às diferentes distâncias. 87

Figura 21. Potencial geração e consumo de hidrogênio mapeados nos portos da Região Nordeste (t/ano). 90

Figura 22. Potencial geração e consumo de hidrogênio mapeados nos portos da Região Sudeste (t/ano). 91

Figura 23. Potencial geração e consumo de hidrogênio mapeados nos portos da Região Sul (t/ano). 92

Lista de Tabelas

Tabela 1. Refinarias mapeadas e respectivo potencial consumo de H ₂ (kNm ³ /d).	56
Tabela 2. Fábricas de aço mapeadas e respectivas capacidades de produção de aço (t/ano).	57
Tabela 3. Pontos de entrega de gás natural mapeados e respectivo volume de gás natural injetado (Nm ³ /ano).	58
Tabela 4. FAFENs e respectivas capacidades de produção de cada produto (t/ano).	60
Tabela 5. Destinos alfandegários mapeados e respectivos volumes importados de amônia, ureia, nitrato de amônio e sulfato de amônio (t/ano).	61
Tabela 6. Destinos alfandegários mapeados e respectivo volume importado de metanol (t/ano).	62
Tabela 7. Portos e volume de combustível abastecido (m ³ /ano).	64
Tabela 8 - Potencial geração de hidrogênio a determinada distância da costa (t/ano).	67
Tabela 9 - Potencial geração de hidrogênio mapeada às duas distâncias de cada instalação portuária (t/ano).	70
Tabela 10. Consumidores mapeados e respectivo potencial consumo de H ₂ (t/a).	118

Lista de Abreviações

- AEL - *Anion Exchange Membrane Electrolysis*
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica
- ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
- APAC - Ásia-Pacífico
- BOP - *Balance of Plant*
- CBAM - *Carbon Border Adjustment Mechanism*
- CII - *Carbon Intensity Indicator*
- CIRM - Comissão Interministerial para os Recursos do Mar
- CNPE - Conselho Nacional de Política Energética
- COP28 - *Conference of the Parties 28*
- CCUS - *Carbon Capture, Utilization and Storage*
- CO₂ - Dióxido de Carbono
- CO₂eq - Dióxido de Carbono Equivalente
- DRI - *Direct Reduced Iron*
- EAF - *Electric Arc Furnace*
- EEXI - *Energy Efficiency Existing Ship Index*
- EIA – Estudo de Impacto Ambiental
- EPE - Empresa de Pesquisa Energética
- ETS - *Emissions Trading System*
- FAFENs - Fábricas de Fertilizantes Nitrogenados
- FCUs - *Fuel Cell Units*
- GEE - Gases de Efeito Estufa
- GFS - *Gas Fuel System*
- GHG - *Greenhouse Gases*
- GNL - Gás Natural Liquefeito
- GNV - Gás Natural Veicular
- H₂ - Hidrogênio
- HDO - *Hydrodeoxygenation*
- HDT - Unidade de Hidrotratamento
- HPO - *Hydroprocessed Oil*
- HVO - *Hydrotreated Vegetable Oil*
- IBAMA - Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis

IFO - *Intermediate Fuel Oil*

IMO - *International Maritime Organization*

IRA - *Inflation Reduction Act*

ISH - *International Sustainability and Carbon Certification*

LCOE - *Levelized Cost of Energy*

MGO - *Marine Gas Oil*

NDC - *Nationally Determined Contributions*

NH₃ - Amônia

NPK - Fertilizantes à base de Nitrogênio, Fósforo e Potássio

NZE - *Net Zero Emissions*

PEM - *Proton Exchange Membranes*

PNDV - Plano Nacional de Desenvolvimento da Aviação

PNH2 - Programa Nacional de Hidrogênio

PtX - *Power-to-X*

REAM - Refinaria de Manaus

REDUC - Refinaria Duque de Caxias

REGAP - Refinaria Gabriel Passos

RECAP - Refinaria de Capuava

REFAP - Refinaria Alberto Pasqualini

REFMAT - Refinaria de Mataripe

REPAR - Refinaria Presidente Getúlio Vargas

REPLAN - Refinaria do Planalto

REVAP - Refinaria Henrique Lage

RIMA - Relatório de Impacto Ambiental

RPBC - Refinaria Presidente Bernardes

SAM - *System Advisor Model*

SBCH2 - Sistema Brasileiro de Certificação de Hidrogênio

SOEC - *Solid Oxide Electrolysis Cell*

SVO - *Straight Vegetable Oil*

TLP - *Tension Leg Platform*

UPGN - Unidade de Processamento de Gás Natural

WtW - *Well-to-Wheel*

1. Introdução

A expansão das energias renováveis é fundamental para alcançar os objetivos estabelecidos pelo Acordo de Paris (IPCC 2022)¹. De acordo com a Agência Internacional de Energia (2024), desde 2020, os investimentos em energia limpa têm acelerado significativamente, com os gastos em energias renováveis, infraestrutura de redes e armazenamento superando, pela primeira vez, os investimentos em fósseis. No entanto, o nível atual de investimento, tanto em termos absolutos quanto relativos, permanece consideravelmente abaixo do necessário para assegurar o acesso universal e atender à crescente demanda energética de forma sustentável (IEA 2024a). Em resposta a essa necessidade, durante a Conferência das Partes em 2023 (COP 28), foi firmado um acordo com o objetivo de triplicar a capacidade de energia renovável em escala global até 2030 (UNFCCC 2023).

No contexto nacional, a Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC) do Brasil estabelece metas ambiciosas para a redução absoluta das emissões líquidas de gases de efeito estufa. A meta para 2025 é atingir 1,32 GtCO₂e, o que representa uma diminuição de 48,4% em relação aos níveis de 2005. Já para 2030, a meta é reduzir as emissões para 1,20 GtCO₂e, um decréscimo de 53,1% em comparação ao mesmo ano de referência. Além disso, o Brasil reiterou seu compromisso de alcançar a neutralidade climática até 2050 (GOVERNO FEDERAL 2023).

Globalmente, a energia eólica *offshore* se tornou uma alternativa viável para a expansão da matriz elétrica renovável. Segundo o GWEC (2024), a capacidade instalada global de energia eólica *offshore* alcançou 75 GW em 2023, com projeções de crescimento para atingir 277 GW até 2030, impulsionada por contínuos investimentos e avanços tecnológicos. No ano de 2023, foram comissionados 10,8 GW de nova capacidade *offshore*, um aumento de 24% em relação ao ano anterior, consolidando 2023 como o segundo maior ano em novas instalações.

¹ As trajetórias ilustrativas de mitigação do Sexto Relatório de Avaliação (AR6) indicam um aumento significativo da participação das energias renováveis na matriz energética global como uma das principais estratégias para alcançar as metas de redução de emissões de gases de efeito estufa. Essas trajetórias mostram que, em cenários consistentes com a limitação do aquecimento global a 1,5°C, a participação das fontes renováveis deve crescer substancialmente até 2050, substituindo progressivamente as fontes fósseis de energia, especialmente o carvão e o petróleo, como principais fornecedoras de eletricidade (IPCC 2022).

Países da Europa e da região Ásia-Pacífico (APAC) lideram essa expansão, estabelecendo padrões e desenvolvendo infraestruturas avançadas para a integração da energia eólica *offshore* em suas matrizes energéticas. A China é líder em capacidade instalada, com 36,7 GW, seguida pelo Reino Unido com 14,7 GW e pela Alemanha com 8,3 GW (GWEC 2024). Essa ascensão é resultado de políticas energéticas favoráveis, motivadas por crescentes preocupações ambientais e avanços tecnológicos (EPE 2020a).

Embora ainda em fase inicial, o desenvolvimento da energia eólica *offshore* no Brasil apresenta um vasto potencial devido à extensa linha costeira e às condições de vento favoráveis, conforme será mais bem detalhado neste trabalho (WORLD BANK GROUP 2024). A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) destaca as oportunidades que a energia eólica *offshore* pode trazer para o Brasil, tanto em termos de suprimento energético quanto de desenvolvimento econômico (EPE 2020a). A existência de empreendimentos com processos de licenciamento ambiental em andamento (IBAMA 2024) é um reflexo concreto desse potencial e diversos estudos têm contribuído para essa compreensão.

FERREIRA (2019) avaliou o potencial da energia eólica *offshore* no Brasil, como uma alternativa renovável de geração de energia, analisando aspectos como estruturas, componentes, cadeia de valor e políticas de incentivo. Foram identificados *hotspots*² favoráveis no litoral para avaliar a viabilidade econômica, utilizando dados meteorológicos via satélite e modelagem no System Advisor Model (SAM). O custo nivelado de eletricidade e a estimativa de energia gerada ao longo do ano foram calculados, concluindo sobre o potencial significativo do Brasil para adotar a energia eólica *offshore*.

BAE (2021) analisou o desenvolvimento da indústria eólica *offshore* no Brasil, avaliando a infraestrutura existente, como a cadeia produtiva *onshore* e a frota de embarcações de apoio, além de compará-lo ao desenvolvimento do setor em países líderes. MÜLLER (2019) conduziu uma análise técnica das tecnologias que compõem parques eólicos *offshore* e avaliou o custo nivelado de energia para projetos na costa

²Os *hotspots* de produção de energia são áreas estratégicas com alto potencial de geração, onde a viabilidade e eficácia da produção são maximizadas pela abundância de recursos e pela existência de infraestrutura adequada para suporte à produção e distribuição de energia.

brasileira. Um projeto de referência de 600 MW foi desenvolvido e a metodologia de custos, baseada em projetos europeus, foi aplicada aos *hotspots* na costa brasileira.

SILVA (2019) conduziu uma avaliação do potencial eólico *offshore* no Brasil, com o objetivo de identificar as áreas mais promissoras para o desenvolvimento dessa fonte de energia e estimar a possível capacidade instalada nas águas brasileiras. A análise foi realizada sob as perspectivas teórica, técnica, ambiental e social, aplicando restrições específicas em cada nível. Os resultados mostraram que o Potencial Teórico *Offshore* do Brasil é de 1.687,6 GW, o Potencial Técnico, de 1.064,2 GW, e o Potencial Ambiental e Social, o mais restrito, de 330,5 GW.

Em continuidade ao estudo, VINHOZA, et al. (2023) realizaram um estudo detalhado sobre o custo da energia eólica *offshore* no Brasil, utilizando uma abordagem que combinou metodologia de análise de adequação espacial com um modelo de estimativa de custos. O estudo mapeou as áreas disponíveis a partir de uma nova base de dados e classificou-as de acordo com o Custo Nivelado de Energia (LCOE)³, resultando em um potencial de 875,7 GW de capacidade instalável e rendimento anual de 489,3 TWh. A análise identificou três *hotspots* principais ao longo das costas do Nordeste, Sudeste e Sul, com fatores de capacidade variando de 32% a 65%. O LCOE estimado variou entre 86,5 e 243,4 USD/MWh, demonstrando que o Brasil tem um grande potencial inexplorado para energia eólica *offshore*, com custos competitivos no mercado internacional.

Os estudos conduzidos por Vinhoza et al. (2023) revelam que o potencial para geração de energia elétrica a partir de eólicas *offshore* no Brasil excede significativamente a demanda nacional de energia elétrica projetada (EPE 2024a). Diante deste excedente de capacidade, surge a oportunidade de canalizar parte dessa energia para a produção de hidrogênio verde. Se devidamente explorado, o hidrogênio gerado a partir de parques eólicos *offshore* pode não apenas suprir a demanda doméstica, mas também criar oportunidades de exportação, potencializando a posição do Brasil no mercado global de energia limpa.

³ O Custo Nivelado de Eletricidade (LCOE, na sigla em inglês) refere-se à ao preço de venda mínimo estimado necessário para construir e operar uma usina geradora de eletricidade ao longo de um período específico de recuperação de custos, considerando tanto os custos de investimento inicial quanto os custos operacionais e de manutenção durante a vida útil do projeto (EIA 2022).

A EPE destaca o significativo potencial eólico brasileiro como um impulsionador estratégico para a geração de oportunidades na produção de hidrogênio de baixa emissão de carbono (2020b). Diversos agentes do setor já estão explorando essa perspectiva, que tem o potencial de fortalecer a competitividade da indústria brasileira, atrair investimentos estrangeiros e catalisar novos modelos de negócios inovadores, alinhados à transição para uma economia de baixo carbono (CNI 2022).

Esse movimento no Brasil acompanha uma tendência crescente de estudos internacionais que exploram a produção de hidrogênio verde a partir de energia eólica *offshore*. CALADO e CASTRO (2021) revisaram o estado atual e as perspectivas futuras desse tipo de projeto, destacando o hidrogênio verde como um meio eficaz de armazenamento e transporte de energia, oferecendo uma solução para os desafios da intermitência das fontes renováveis e dos altos custos de transmissão de eletricidade *offshore*. Os autores concluíram que apesar dos desafios técnicos e econômicos, a produção de hidrogênio *offshore* tem um potencial significativo para contribuir para a descarbonização dos sistemas energéticos.

De forma similar, SHANMUGAM RAMAKRISHNAN, et al. (2024) enfatizam que o hidrogênio é crucial para descarbonizar sistemas energéticos futuros, devido à sua capacidade de armazenar energia renovável por longos períodos e melhorar a segurança energética. O estudo sugere que a produção de hidrogênio *offshore* alimentada por energia eólica em águas profundas é uma solução promissora para a produção econômica de hidrogênio em larga escala.

GROENEMANS, et al. (2022) e SINGLITICO, et al. (2021) conduziram análises tecnoeconômicas sobre diferentes configurações para a integração de eletrolisadores na produção de hidrogênio verde a partir de energia eólica *offshore*. Ambos os estudos indicam que a produção de hidrogênio *offshore*, com eletrolisadores integrados às turbinas eólicas ou em *hubs*⁴ de energia *offshore*, pode ser mais eficiente e economicamente viável, destacando a importância da localização e da configuração dos sistemas para a redução de custos e aumento da viabilidade dos projetos de hidrogênio verde.

⁴Um *hub* de energia é uma infraestrutura centralizada que integra a produção, armazenamento, distribuição e utilização de energia, promovendo eficiência e escala na cadeia de valor, além de estimular novas fontes de demanda em resposta ao crescimento da demanda industrial (IEA 2019).

THOMMESSEN, et al. (2021) analisaram o conceito de *hubs* de energia *offshore* integrados a parques eólicos de grande escala, propondo a criação de centros de conversão e distribuição de energia no Mar do Norte. Além de fornecer eletricidade às redes públicas, os autores sugeriram que esses *hubs* poderiam converter eletricidade renovável em hidrogênio ou amônia, otimizando a integração da energia eólica nas redes de gás.

NOTTEBOOM e HARALAMBIDES (2023) examinaram o papel dos portos marítimos como *hubs* de hidrogênio verde na Europa, enfatizando sua importância estratégica, graças à infraestrutura existente, conexões logísticas e proximidade com indústrias pesadas, que os tornam ideais para a produção, armazenamento e distribuição de hidrogênio. O autor indica obstáculos, como os altos custos de produção e a necessidade de infraestrutura robusta, mas também enxerga potencial na cooperação transfronteiriça e no desenvolvimento de "vales de hidrogênio" para superar essas barreiras.

PIVETTA, et al. (2023) analisaram diversos projetos de infraestrutura de hidrogênio em portos ao redor do mundo, com foco na descarbonização de áreas portuárias industriais. O estudo, que revisou 74 projetos em 36 portos, principalmente na Europa, destaca o papel central dos portos na promoção de uma economia de hidrogênio. Os projetos analisados variam desde o uso de hidrogênio como combustível para veículos pesados e navios até a instalação de eletrolisadores para produção em grande escala. Embora existam desafios de custo e infraestrutura, os autores concluem que os portos não são apenas *hubs* de importação e exportação, mas também centros estratégicos de produção e distribuição de hidrogênio para indústrias locais e setores de transporte, reforçando seu papel na transição para uma economia de baixo carbono.

No Brasil, PINHO (2017) analisou o aumento significativo da participação da energia eólica na matriz energética do Nordeste e os desafios de integrar grandes volumes de energias renováveis variáveis na rede elétrica. Para mitigar possíveis desequilíbrios entre geração e demanda, o estudo propôs utilizar excedentes de energia elétrica para a produção de hidrogênio via eletrólise da água, com subsequente injeção na rede de gás natural, aproveitando a infraestrutura existente no litoral nordestino. Os resultados mostraram maior excedente de energia eólica no segundo semestre e identificaram os custos da eletricidade como um fator crucial na viabilidade da produção de hidrogênio.

SILVA (2017) propôs a produção de hidrogênio a partir de energias renováveis, com o objetivo de reduzir as emissões de gases de efeito estufa (GEE) no refino de petróleo e, ao mesmo tempo, facilitar a inserção das fontes renováveis no sistema elétrico brasileiro. Foram construídos seis cenários: dois de referência (reforma a vapor com e sem captura de carbono) e quatro explorando alternativas tecnológicas, como o uso de energias renováveis e eletrólise. Os resultados mostraram que as alternativas têm o potencial de diminuir tanto as emissões de GEE quanto o consumo de água no processo de refino de petróleo, contribuindo para um equilíbrio entre emissões locais e globais.

A concretização das oportunidades exploradas pelos trabalhos citados enfrenta desafios regulatórios, logísticos, tecnológicos e financeiros. Recentemente, o Brasil deu passos significativos para superar essas barreiras com a sanção da Lei 14.948/24 que cria o Marco Legal do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (BRASIL 2024), estabelecendo um sistema de certificação, incentivos fiscais e uma estrutura regulatória abrangente para a produção, armazenamento e distribuição de hidrogênio de baixo carbono e renovável (MDIC 2024).

O país também possui um marco para a regulação da energia eólica *offshore*, estabelecido pelo Decreto nº 10.946/2022, que define diretrizes para a cessão de áreas sob jurisdição federal, visando à instalação de projetos de energia renovável no mar, além de estabelecer critérios para o licenciamento e concessão dessas áreas (BRASIL 2022). Entretanto, ainda se faz necessária a criação de uma estrutura legal mais abrangente, que está sendo discutida no Projeto de Lei (PL) 576/2021, atualmente em tramitação no Congresso Nacional. O PL visa complementar o decreto, criando uma base legal e institucional mais robusta para a exploração do potencial eólico marítimo no país ao permitir a outorga das áreas *offshore* por meio de autorização ou concessão do governo federal (WORLD BANK GROUP 2024).

Nesse contexto, o presente trabalho visa avaliar o potencial mercado de hidrogênio verde (ou a partir da eletrólise da água, com eletricidade fornecida por fontes de energia renováveis)⁵, a partir da geração de energia elétrica de eólicas *offshore* no Brasil. Para isso, o estudo se propõe a mapear os *hubs* de hidrogênio verde por meio da identificação dos *hotspots* de produção no país, levando em consideração o potencial de geração de

⁵ No presente trabalho, o termo "hidrogênio verde" se refere ao hidrogênio produzido por eletrólise da água, utilizando eletricidade proveniente de fontes de energia renováveis.

energia eólica *offshore* e o mapeamento dos potenciais consumidores de hidrogênio verde.

É importante destacar que os estudos citados acima, relevantes sobre o desenvolvimento da energia eólica *offshore* e de hidrogênio no Brasil, não se dedicaram à avaliação de *hubs* no país. Além disso, grande parte do debate atual tem focado no potencial exportador de produtos derivados de hidrogênio (*Power to X - PtX*)⁶ do Brasil (INSTITUTO E+, AGORA INDUSTRY e COGNITIO CONSULTORIA 2024), sem explorar adequadamente o potencial para o uso doméstico dessa fonte de energia. Este trabalho busca, portanto, ampliar a compreensão das oportunidades de utilização do hidrogênio verde no Brasil, alinhando-se às necessidades do mercado interno e se diferencia ao investigar essa questão mapeando os potenciais *hubs* de hidrogênio verde a partir da geração eólica *offshore*.

1.1 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo avaliar o potencial do mercado de hidrogênio verde a partir da geração de energia elétrica de eólicas *offshore* no Brasil. Para isso, busca mapear os *hubs* de hidrogênio verde, através da identificação dos *hotspots* de produção no país, considerando o potencial de geração de energia eólica *offshore*, e do mapeamento dos potenciais consumidores de hidrogênio verde.

Assim, o estudo foi dividido em três etapas específicas:

- Identificação dos *hotspots* de produção de hidrogênio verde a partir da geração de energia eólica *offshore*;
- Dimensionamento do potencial mercado consumidor de hidrogênio verde;
- Mapeamento de potenciais *hubs* de hidrogênio verde, de acordo com os *hotspots* de produção e potencial mercado consumidor.

⁶ "Power to X" (PtX) é um termo que se refere a tecnologias que utilizam eletricidade, geralmente proveniente de fontes renováveis, para produzir combustíveis, produtos químicos ou outros tipos de energia.

1.2 Organização do Trabalho

Este estudo está dividido em seis capítulos. Neste primeiro, introduzem-se os fatores motivadores da escolha do tema e os objetivos da análise proposta. Além disso, é apresentada a estrutura do trabalho, fornecendo uma visão geral das principais questões abordadas ao longo dos demais capítulos.

No Capítulo 2, contextualiza-se a energia eólica *offshore*, apresentando: o panorama mundial, os aspectos físicos e tecnológicos da energia eólica e as especificidades da tecnologia *offshore*; as principais vantagens e desvantagens da eólica *offshore*; e os impactos ambientais e sociais negativos. Além disso, aborda-se o cenário atual no Brasil, as tendências futuras e os marcos regulatórios, políticas de incentivo, experiências internacionais, oportunidades de financiamento e os desafios técnicos e logísticos para a implantação de parques eólicos *offshore*.

No Capítulo 3, apresenta-se o hidrogênio verde, abordando: o panorama mundial, possíveis aplicações do hidrogênio verde em diversos setores, e seu contexto regulatório no Brasil; os aspectos físicos e tecnológicos do hidrogênio e a tecnologia de eletrólise; as vantagens e desvantagens dessa rota de produção. Também são discutidas as iniciativas e projetos piloto, oportunidades de financiamento e incentivos governamentais, e os desafios para a implementação em larga escala, incluindo aspectos econômicos, logísticos e de infraestrutura.

No Capítulo 4, detalha-se a metodologia selecionada para a avaliação do potencial mercado de hidrogênio verde a partir da geração de energia elétrica de eólicas *offshore* no Brasil. A análise foi feita a partir da (i) identificação dos *hotspots* de produção de hidrogênio verde a partir da geração de energia eólica *offshore*; (ii) dimensionamento do potencial mercado consumidor de hidrogênio verde; e, por fim, (iii) mapeamento dos potenciais *hubs* de consumo de hidrogênio verde.

No Capítulo 5, expõem-se os resultados da análise, que incluem mapas e figuras para o dimensionamento do mercado produtor e consumidor, além da discussão a respeito dos resultados encontrados. Finalmente, no Capítulo 6, apresentam-se as principais conclusões do estudo, com base nos resultados obtidos, juntamente com as limitações das análises, sugestões para futuros estudos e possíveis aplicações da avaliação no contexto do planejamento energético nacional.

2. Eólica *Offshore*

A capacidade global de energia eólica atingiu um marco histórico de 1 TW, impulsionada por um crescimento anual de 13% em 2023. China e Estados Unidos se destacaram como os maiores mercados mundiais, seguidos por Brasil, Alemanha e Índia. Os cinco mercados juntos representaram 82% das novas instalações globais, registrando um aumento de 9% em relação a 2022 (GWEC 2024).

A inclusão da meta global de triplicar a capacidade de energia renovável até 2030 no texto final da COP28 representa um marco significativo para o avanço das tecnologias de energia renovável (GWEC 2024). Em um cenário político global cada vez mais favorável, o GWEC (2024) projeta que a capacidade eólica global aumentará em 791 GW nos próximos cinco anos, com uma média de 158 GW adicionados anualmente até 2028.

De acordo com a Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA 2023a), será necessário instalar cerca de 500 GW de capacidade eólica *offshore* até 2030 e 2.465 GW até 2050 para cumprir o cenário de 1,5°C estabelecido pelo Acordo de Paris. Em termos de competitividade, desde 2010, houve uma redução significativa nos custos de geração de energia renovável. O custo nivelado de energia (LCOE) de projetos de eólica *offshore* caiu 67% entre 2010 e 2021, com uma queda adicional de 13% apenas em 2021 em comparação a 2020 (IRENA 2023a).

Apesar de sua competitividade, a indústria eólica enfrentou desafios substanciais em 2023, como inflação de custos, aumento das taxas de juros e restrições na cadeia de suprimentos, o que criou incerteza no setor. Esses fatores forçaram desenvolvedores a renegociar contratos e, em alguns casos, até mesmo a encerrar acordos de compra de energia e interromper o desenvolvimento de projetos planejados para os próximos cinco anos⁷. Ainda assim, governos e desenvolvedores mantiveram seu compromisso com o desenvolvimento da energia eólica *offshore*, demonstrando resiliência frente às adversidades (GWEC 2024).

⁷ O projeto Norfolk Boreas de 1,4 GW no Reino Unido, e dez projetos eólicos *offshore* na costa leste dos EUA, totalizando 10,9 GW, enfrentaram desafios financeiros e de suprimentos. Cinco desses projetos nos EUA, somando 5,5 GW, tiveram seus acordos de compra de energia encerrados ou foram cancelados. Quatro projetos em Nova York tentaram renegociar seus PPAs, mas foram negados pela Comissão de Serviço Público. No entanto, o estado lançou um novo leilão de energia eólica *offshore* em dezembro de 2023, permitindo a participação desses projetos (GWEC 2024).

Em 2023, foram comissionados 10,8 GW de capacidade eólica *offshore*, elevando a capacidade global total para 75,2 GW. As adições foram 24% superiores às de 2022, tornando 2023 o segundo maior ano em termos de nova capacidade instalada de energia eólica *offshore*. Pelo sexto ano consecutivo, a China liderou o desenvolvimento global de energia eólica *offshore*, com 6,3 GW comissionados em 2023, representando 58% das adições globais e elevando sua capacidade instalada para 38 GW, superando em 11% a Europa (GWEC 2024).

Na região APAC, além da China, outros três outros mercados comissionaram novas capacidades de energia eólica *offshore* em 2023: Taiwan com 692 MW, Japão com 62 MW e Coreia do Sul com 4 MW. Na Europa, o forte crescimento observado na Holanda impulsionou a região para um ano recorde, com 3,8 GW de nova capacidade eólica *offshore* comissionada em seis mercados. Isso elevou a capacidade total de energia eólica *offshore* da Europa para 34 GW em 2023, sendo 43% dessa capacidade instalada no Reino Unido e 24% na Alemanha (GWEC 2024).

Desde 2021, a China superou o Reino Unido em capacidade total de instalações de energia eólica *offshore*, fortalecendo ainda mais sua posição no mercado global nos últimos dois anos. Logo atrás estão Alemanha, Holanda e Dinamarca. Fora da Europa e da região Ásia-Pacífico (APAC), os Estados Unidos permanecem como o único mercado com projetos de energia eólica *offshore* em operação (GWEC 2024).

De acordo com o banco de dados global de leilões do (GWEC 2023), é esperado que mais de 60 GW de capacidade passem por processos de leilão e arrendamento em 2024. A Europa está acelerando o desenvolvimento de energias renováveis para alcançar segurança energética após a invasão da Ucrânia pela Rússia. Nos Estados Unidos, o *Inflation Reduction Act* (IRA) não apenas está impulsionando novas fontes de energia limpa, mas também fortalecendo a cadeia de suprimentos local, gerando empregos e amplos benefícios sociais. Na China, a energia limpa tornou-se o principal motor de crescimento econômico, guiada pela meta "30-60", que estabelece como objetivo que as fontes de energia não fósseis representem mais de 80% do consumo total de energia até 2060 (GWEC 2024).

Conforme destacado pela IRENA e GWEC (2024) no âmbito do Framework Colaborativo para Tecnologias de Energia Oceânica e Renováveis *Offshore*, é imperativo que o foco global se volte agora para uma implementação que corresponda à ambição

estabelecida. A indústria eólica *offshore* – que abrange fabricantes, desenvolvedores e investidores – identifica a escassez de locais disponíveis e a limitação dos volumes de alocação como os principais obstáculos à rápida expansão do setor.

IRENA (2018) classifica as políticas energéticas que podem ser adotadas para o desenvolvimento do setor em (i) regulatórias e (ii) não regulatórias. As políticas não regulatórias incluem incentivos fiscais e financiamentos para o desenvolvimento de determinadas atividades, além de programas voluntários, como iniciativas de conscientização do consumidor final sobre os benefícios de determinadas fontes de geração e o incentivo ao uso de fontes renováveis (IRENA 2018).

De acordo com FERREIRA (2019), no caso da geração eólica *offshore*, que envolve empreendimentos de grande escala, as opções de políticas regulatórias mais aplicáveis são as cotas, as tarifas *feed-in* e os sistemas de leilão. As tarifas *feed-in* envolvem contratos de longo prazo com preços de energia prefixados (FERREIRA 2019 apud COUTURE et al 2010). Já os leilões específicos para determinadas fontes promovem o desenvolvimento tecnológico sem a competição direta com indústrias mais maduras, o que foi eficaz para o desenvolvimento da energia eólica *onshore* no Brasil (TOLMASQUIM 2016). Independentemente do tamanho do empreendimento, outra possível política de regulação é o sistema de cotas, em que é estabelecido um percentual mínimo de energia de determinado tipo, permitindo a negociação de certificados entre os responsáveis (FERREIRA 2019).

Apesar das políticas de incentivo e do potencial para o desenvolvimento de uma indústria nacional, a inserção da energia eólica *offshore* no Brasil enfrenta desafios que exigem uma abordagem estratégica e coordenada. A identificação das regiões com os melhores ventos é crucial para o sucesso desses projetos, pois a qualidade dos recursos eólicos impacta diretamente a viabilidade econômica dos empreendimentos. Estudos apontam que o Brasil possui um vasto potencial ao longo de sua costa, especialmente nas regiões Nordeste e Sul, que apresentam condições de vento favoráveis para a geração de energia (CNI 2022). Portanto, a identificação e dedicação de áreas marítimas mais amplas à energia eólica *offshore*, junto com a criação de processos de licenciamento mais eficientes, são ações cruciais para maximizar as oportunidades nesse setor em crescimento (IRENA e GWEC 2024).

2.1 Tecnologia eólica *offshore*

A história da energia eólica *offshore* começou em 1991, com a inauguração do primeiro parque na costa da Dinamarca, composto por onze turbinas de 450 kW cada. O desenvolvimento inicial do setor foi lento e irregular, com projetos de pequeno porte próximos à costa, até que em 2001, o primeiro projeto em escala utilitária foi implementado, também na Dinamarca, com 40 MW. Nesse mesmo ano, a Suécia instalou sete turbinas *offshore* de 1,5 MW, elevando a capacidade total instalada na Europa para 50,5 MW. Em 2010, a capacidade instalada de energia eólica *offshore* na Europa chegou a 883 MW, representando 9,5% do mercado eólico (VARGAS 2016).

A indústria de eólica *offshore* ganhou impulso significativo com a Diretiva 2009/28/EC da União Europeia, que estabeleceu metas ambiciosas para 2020, incluindo a integração de 20% de energias renováveis na matriz elétrica europeia. O Reino Unido, por exemplo, definiu que 15% de sua matriz seria composta por energias renováveis, identificando a energia eólica *offshore* como a principal contribuição para atingir essa meta (HIGGINS e FOLEY 2014).

A transição do desenvolvimento eólico para o ambiente *offshore* foi impulsionada por diversos fatores, incluindo a disponibilidade de espaço, que permite a instalação de turbinas e parques eólicos em dimensões cada vez maiores, e a proximidade às áreas urbanas costeiras, o que reduz a necessidade de construção de infraestrutura de transmissão (GWEC 2018). Além disso, as condições mais favoráveis do recurso eólico no ambiente *offshore*, caracterizado por ventos mais intensos e constantes, resultam em altos fatores de capacidade, aumentando significativamente a produção de eletricidade em comparação com as instalações *onshore* (KALDELLIS e KAPSALI 2013).

Apesar dessas vantagens, a energia eólica *offshore* apresenta desafios importantes em relação à *onshore*, principalmente devido aos custos mais elevados. Esta disparidade está relacionada às fundações, técnicas de instalação e operação, especificidades na conexão e transmissão elétrica, além dos riscos aumentados associados ao ambiente marinho. A complexidade maior no acesso para manutenção também é um fator negativo em comparação às instalações terrestres (KALDELLIS e KAPSALI 2013).

No segmento *offshore*, onde não há restrições de tamanho para as turbinas, a inovação está focada no desenvolvimento de turbinas maiores, que reduzem os custos totais de geração de energia. O desenvolvimento de turbinas *offshore* está avançando

rapidamente, abrindo novas possibilidades para explorar áreas oceânicas com grandes profundidades, inatingíveis para turbinas fixas (IRENA 2023a). A potência das turbinas *offshore* tem crescido significativamente, com a expectativa de alcançar uma média de 12 MW por turbina em 2025 (GWEC 2022).

Esse avanço é impulsionado pela necessidade de reduzir o custo nivelado de energia (LCOE), aumentar a competitividade, diminuir os custos de manutenção e integrar a energia eólica *offshore* de forma mais eficiente por meio de economias de escala. Essas inovações, juntamente com o crescimento e a maturidade da indústria, resultaram em uma queda de 59% no custo nivelado médio da energia eólica *offshore* entre 2010 e 2022 (IRENA 2023a).

As subestruturas que suportam as turbinas eólicas *offshore* são selecionadas com base em três fatores principais: a profundidade das águas, as condições geotécnicas e o tamanho da turbina (KOH e NG 2016). Atualmente, existem seis principais tipos de fundações disponíveis (WANG, et al. 2018), classificadas de acordo com a sua configuração, conforme ilustrado pela Figura 1.



Figura 1. Diferentes tipos de fundações para turbinas eólicas *offshore*.

Fonte: KUMAR, et al. (2016).

O monopilar, ou monoestaca, é o *design* mais simples de fundação, sendo utilizado especialmente em águas rasas. Ele é composto por cilindros de aço vazados com diâmetro de 3 a 6 metros e comprimento de 20 a 50 metros, dos quais 40 a 50% são inseridos no fundo do mar em profundidades limitadas a cerca de 30 metros. A construção da estaca ocorre *onshore* e, posteriormente, ela é transportada para o local final, onde é cravada no leito marinho com grandes martelos mecânicos ou encaixada em cavidades pré-perfuradas, dependendo das condições do solo (WANG, et al. 2018). Com uma espessura de 150 mm, o monopilar oferece um baixo impacto ambiental e é a fundação mais amplamente utilizada em projetos eólicos *offshore* (KUMAR, et al. 2016).

A fundação por gravidade é uma alternativa robusta para fixar turbinas eólicas *offshore*, especialmente em locais onde o monopilar não pode ser utilizado, como em leitos rochosos (KUMAR, et al. 2016). Essa fundação consiste em uma estrutura pesada, geralmente de concreto, que utiliza seu próprio peso para resistir às variações de carga. Embora seja mais cara, é adequada para profundidades de 0 a 30 metros. Além disso, a estrutura de tripé é composta por três pilares menores conectados a um cilindro central de maior diâmetro, proporcionando suporte e resistência adicionais, embora com custos superiores. Essas fundações são escolhidas com base nas condições específicas do solo e na necessidade de maior estabilidade para a turbina (WANG, et al. 2018).

A estrutura de jaqueta ou tripé, inspirada nas plataformas de óleo e gás, é formada por treliças com três ou quatro cilindros de aço inseridos no fundo do mar, permitindo alcançar profundidades de até 80 metros, embora com custos de instalação mais elevados (WANG, et al. 2018). Essa estrutura é ideal para locais onde é necessário maior estabilidade e resistência. Além disso, a fundação projetada para limitar as deflexões das turbinas eólicas, possui um formato triangular com canos de aço conectando as quinas, cada uma fixada ao solo por uma estaca. Essa estrutura é pré-fabricada e montada no porto antes de ser transportada ao local de instalação, com a vantagem de não exigir preparação prévia do solo (KUMAR, et al. 2016).

As opções flutuantes para fundações de turbinas eólicas *offshore* oferecem soluções para águas mais profundas, onde as estruturas fixas tradicionais não são viáveis. A estrutura flutuante, conectada ao fundo do mar por um sistema de ancoragem, permite a instalação de turbinas em profundidades de até 100 metros, utilizando tecnologias derivadas da indústria de óleo e gás (WANG, et al. 2018).

Dentro dessas opções, as turbinas estabilizadas por lastro, também conhecidas como *spar-buoy*, utilizam um lastro para manter a turbina estável, ancorada ao fundo por linhas de ancoragem e âncoras. Outra abordagem é a estabilização por linhas ancoradas, ou TLP (*Tension-Leg-Platform*), que combina uma base flutuante com uma base tensionada por tendões, fixados no solo por estacas ou âncoras de gravidade. Já as turbinas estabilizadas por flutuadores utilizam uma plataforma semissubmersível que flutua abaixo da linha do mar, protegendo a estrutura das ondas e sendo fixada ao fundo também por linhas de ancoragem e âncoras (KUMAR, et al. 2016).

Vale destacar que a indústria de petróleo foi fundamental para o desenvolvimento das tecnologias atualmente aplicadas na indústria de energia eólica *offshore*. As plataformas semissubmersíveis, utilizadas por empresas petroleiras desde a década de 1960, forneceram a base para muitas das inovações na engenharia *offshore*. O conceito de bases flutuantes estabilizadas por linhas ancoradas, como as TLPs, foi desenvolvido nos anos 1970, com a primeira instalação ocorrendo no Mar do Norte na década de 1980. Além disso, as estruturas do tipo Spar, originalmente projetadas pela indústria de óleo e gás em 1990 para coletar dados oceanográficos, foram adaptadas para atender às necessidades da energia eólica *offshore* (BAE 2021).

2.2 Energia eólica *offshore* no Brasil

Diversos estudos já estimaram o potencial eólico *offshore* brasileiro, destacando-se os trabalhos de ORTIZ e KAMPEL (2011), que avaliaram a capacidade potencial ao longo de toda a costa nacional, PIMENTA, KEMPTON e GARVINE (2008) para a região sul, OLIVEIRA (2013) para um parque eólico em Pernambuco, NUNES (2012) para turbinas localizadas na costa do Ceará e Rio Grande do Norte. Mais recentemente, FERREIRA (2019) analisou o potencial do aproveitamento de parques de energia eólica *offshore* no Brasil e SILVA (2019) mapeou o potencial eólico *offshore* do Brasil, considerando restrições técnicas, ambientais e sociais, a fim de selecionar as melhores áreas para o desenvolvimento da fonte e estimar a capacidade que poderia ser instalada a curto e médio prazo.

ORTIZ e KAMPEL (2011) calcularam um potencial de 514 GW em uma faixa de 0 a 100 quilômetros da costa brasileira, e 399 GW considerando uma batimetria de 0 a 50 metros de profundidade, distâncias que já são tecnicamente viáveis atualmente. O cálculo utilizou dados do satélite QuikSCAT e simulou o uso da turbina AREVA Wind M5000,

com potência nominal de 5 MW, considerando um espaçamento de 600 metros no eixo meridional e 1.200 metros no eixo zonal. A partir desses parâmetros e das velocidades de vento registradas, estimou-se a densidade energética, que serviu de base para calcular o potencial energético total da costa brasileira. Destacam-se áreas de grande potencial nas regiões Nordeste e Sul.

PIMENTA, KEMPTON e GARVINE (2008) estimou o potencial eólico *offshore* desde a fronteira com o Uruguai até Florianópolis, utilizando as turbinas GE 3.6s, com capacidade de 3,6 MW, e RE 5M, de 5 MW. O estudo calculou a área e a energia gerada por um parque, com base em dados do QuikSCAT, extrapolando os resultados para as áreas disponíveis a determinadas profundidades. O potencial estimado para a região sul foi de 27 GW para profundidades de até 20 metros e 102 GW para 50 metros, mais próximas das condições dos parques eólicos atuais.

OLIVEIRA (2013) analisou o fator de capacidade e a produção total de diferentes turbinas na Ilha de Itamaracá, em Pernambuco. A turbina de 3 MW com o maior fator de capacidade, de 37,7%, poderia gerar cerca de 10 GWh por ano, suficiente para suprir a demanda energética da ilha com apenas três turbinas. Outra turbina, de 5 MW, teria um fator de capacidade de 30,1%, gerando mais de 13 GWh por ano.

NUNES (2012) obteve resultados de geração energética similares, próximos a 10 GWh anuais por turbina, analisando dois locais: um na costa do Ceará e outro no mar do Rio Grande do Sul. No primeiro local, estimou-se uma geração de 11,0 GWh anuais, enquanto no Sul esse valor foi de 11,6 GWh por ano. Esses cálculos utilizaram ventos médios obtidos pelo BSW (*Blended Sea Winds*), que integra dados de diversos satélites, e uma turbina RePower com capacidade de 6 MW.

FERREIRA (2019) realizou uma avaliação abrangente do potencial da energia eólica *offshore* no Brasil, explorando aspectos essenciais como estruturas, componentes, cadeia de valor e políticas de incentivo. Utilizando dados meteorológicos via satélite e a modelagem no *System Advisor Model* (SAM), os resultados encontrados indicam que o potencial eólico *offshore* do Brasil é estimado em cerca de 326 GW, considerando áreas até 20 quilômetros da costa e 50 metros de profundidade, enquanto os dados de satélite apontam para 275 GW. Com o avanço de novas tecnologias, considerando áreas de até 50 quilômetros da costa e profundidades de até 100 metros, esse potencial aumentaria

para 737 GW com base em dados de estações meteorológicas e 622 GW a partir de dados de satélite *offshore*.

SILVA (2019) avaliou o potencial da energia eólica *offshore* no Brasil, identificando áreas promissoras e estimando a possível capacidade instalada, levando em conta restrições teóricas, técnicas, ambientais e sociais específicas para cada dimensão. O potencial teórico *offshore* foi estimado em 1.687,6 GW, considerando o máximo aproveitamento dos recursos eólicos disponíveis. Com as limitações técnicas e tecnológicas aplicadas, o potencial técnico foi calculado em 1.064,2 GW. O potencial ambiental e social, que inclui restrições para preservar a natureza e os usos humanos do ambiente marinho, foi o mais restrito, alcançando 330,5 GW. Além disso, foram identificadas 10 áreas preferenciais selecionadas devido às condições favoráveis de vento, batimetria adequada e menores restrições ambientais e sociais, além de serem consideradas as mais econômicas para o desenvolvimento, localizadas principalmente no litoral do Nordeste e Sul do Brasil, com uma capacidade instalável total de 126 GW.

Em continuidade a essa avaliação, VINHOZA et al. (2023) realizaram um estudo sobre o custo da energia eólica *offshore* no Brasil, mapeando áreas economicamente viáveis para a instalação de parques eólicos. Utilizando uma metodologia que combinou a atualização da análise de adequação espacial e um modelo de estimativa de custos, o estudo identificou três principais *hotspots* no litoral das regiões Nordeste, Sudeste e Sul. A área tecnicamente viável foi estimada em 315.000 km², com potencial instalável de 875,7 GW e produção anual de 489,3 TWh. Os fatores de capacidade variaram entre 32% e 65%, com os locais mais promissores situados próximos à costa e em áreas de baixa profundidade.

Os custos de instalação (CAPEX) variaram entre 4.014,4 e 6.635,9 USD/kW, e o Custo Nivelado de Energia (LCOE) foi estimado entre 86,5 e 243,4 USD/MWh, com uma média de 136,3 USD/MWh. Apesar de os custos serem mais elevados em comparação com outras energias renováveis no Brasil, o estudo concluiu que o país possui um vasto potencial inexplorado para energia eólica *offshore*, com custos competitivos internacionalmente. Com políticas públicas adequadas, incentivos para reduzir os riscos financeiros e o desenvolvimento de uma cadeia de suprimentos nacional, os custos podem ser ainda mais reduzidos, tornando essa fonte de energia uma opção viável para o futuro energético do Brasil (VINHOZA, et al. 2023).

Embora o Brasil ainda não possua parques eólicos *offshore*, o país apresenta condições extremamente favoráveis para o desenvolvimento dessa fonte de energia, conforme mapeado nos estudos citados acima. Além da extensa faixa costeira de quase 7.400 km (SILVA 2019), a experiência significativa do país em operações *offshore*, exemplificada pela liderança mundial da Petrobras na produção de petróleo em águas profundas e ultraprofundas, é um fator positivo adicional (MORAIS 2013).

A EPE incluiu a energia eólica *offshore* como opção de expansão pela primeira vez no Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 (EPE 2020c). O Plano Nacional de Energia 2050 (EPE 2021a) estima que a capacidade instalada de energia eólica *offshore* poderá atingir cerca de 16 GW caso o CAPEX da fonte seja reduzido em 20%. No Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 (EPE 2022a), deu-se destaque ao enorme potencial técnico de produção de hidrogênio a partir dos recursos renováveis *offshore*, estimado em 1.715,3 Mt ao ano, considerando as fontes *offshore* eólica, fotovoltaica e oceânica.

A CNI (2022) destaca duas abordagens principais para o aproveitamento da energia eólica *offshore*: (i) o fornecimento direto de eletricidade para atender às demandas industriais e (ii) a produção de hidrogênio de baixo carbono, que pode ser utilizado pela indústria ou armazenado para posterior geração de energia elétrica. O Brasil se destaca como um dos países com custos nivelados de geração de energia renovável mais baixos no mundo (IRENA 2021a), consolidando-se como um forte candidato para a produção competitiva de hidrogênio de baixo carbono destinado à exportação (CNI 2022).

De acordo o IBAMA (2024), 96 projetos de energia eólica *offshore* já iniciaram os trâmites para o licenciamento ambiental no Brasil, com destaque para o litoral do Rio Grande do Sul, Ceará, Rio de Janeiro e Rio Grande do Norte. No entanto, apenas um projeto apresentou Estudo de Impacto Ambiental (EIA), que ainda está em fase de revisão pelo órgão. O avanço dos estudos ambientais depende de regulamentação específica, pois apenas projetos com outorga da ANEEL são analisados pelo IBAMA, o que visa otimizar o processo de licenciamento e focar em empreendimentos com maior viabilidade de implantação.

A regulamentação das eólicas *offshore* no Brasil está em fase de consolidação, com esforços voltados para a criação de um marco regulatório robusto e atrativo, alinhado à crescente demanda global por energias limpas. A ausência de um marco legal específico ainda é um dos maiores entraves, e a demora em sua estruturação pode desviar

investimentos para outros países com regulações mais estabelecidas (IBP 2023). O IBP (2023) ressalta que, além de contribuir para a mitigação das mudanças climáticas, a regulamentação adequada pode impulsionar a geração de empregos e renda, consolidando as eólicas *offshore* como um vetor econômico e sustentável para o país.

O primeiro movimento significativo na regulamentação ocorreu em 2020, quando o Ibama lançou o Termo de Referência para o licenciamento ambiental de complexos de energia eólica *offshore*. Este documento estabelece diretrizes para a elaboração dos Estudos de Impacto Ambiental (EIA) e Relatórios de Impacto Ambiental (RIMA), estudos requisitados na fase de licenciamento ambiental prévio de empreendimentos (IBAMA 2020). Em 2022, o Decreto 10.946 regulamentou a cessão de áreas marítimas e o uso de recursos em águas da União para geração de energia, facilitando o planejamento e licenciamento dos projetos eólicos *offshore* (PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA 2022).

Ainda em termos legislativos, o Projeto de Lei (PL) 576/2021 visa disciplinar as atividades de exploração e desenvolvimento da energia eólica *offshore* no Brasil. Atualmente, este PL tramita apensado aos Projetos de Lei 11.247/2018 e 3.655/2021, ambos voltados para a regulamentação do setor. Esses projetos visam criar um ambiente regulatório mais claro e seguro, abordando questões essenciais como o licenciamento ambiental, arrendamento de áreas marítimas e requisitos de outorga, alinhando-se aos padrões internacionais e proporcionando maior segurança jurídica aos investidores (CÂMARA DOS DEPUTADOS 2021).

A seleção das áreas para a instalação de parques eólicos *offshore* no Brasil seguirá critérios técnicos e ambientais. Esse processo envolverá diretamente órgãos como a Marinha do Brasil e a Secretaria da Comissão Interministerial para os Recursos do Mar (CIRM), que atuam na regulamentação do uso do espaço marinho. A Marinha é responsável por avaliar questões de segurança e navegação, garantindo que as áreas designadas para a energia eólica não interfiram em rotas de navegação, operações militares ou outras atividades estratégicas no mar. A CIRM coordena políticas para o uso sustentável e a exploração dos recursos marinhos, articulando setores como defesa, meio ambiente e energia para equilibrar o uso econômico e a preservação dos mares.

O Brasil também se posicionou estrategicamente no cenário internacional ao aderir à Global Offshore Wind Alliance (GOWA), uma iniciativa entre a GWEC, a IRENA e o Governo da Dinamarca para aumentar a ambição global em relação à energia eólica

offshore, além de ter assinado o compromisso de triplicar a capacidade global de energia renovável até 2030 durante a COP 28. Além disso, a presidência do G20 em 2024 e a preparação para a COP30, que ocorrerá em Belém, representam oportunidades para o Brasil reafirmar sua liderança em energia sustentável e promover políticas de mitigação climática (GWEC 2024).

Apesar dos avanços, o setor ainda enfrenta desafios significativos. O apagão de agosto de 2023 expôs vulnerabilidades na infraestrutura elétrica do país, destacando a necessidade de modernização e maior flexibilidade do sistema. Além disso, a cadeia produtiva da energia eólica nacional tem sofrido com condições macroeconômicas desafiadoras, levando fabricantes a reduzir suas operações ou se deslocar para outros mercados. Contudo, com a melhora nas variáveis macroeconômicas, como inflação e criação de empregos, o cenário apresenta uma janela de oportunidade para revitalizar o setor e alavancar a energia eólica *offshore* como um pilar da transição energética no Brasil (GWEC 2024).

3. Hidrogênio

A molécula de hidrogênio é um vetor energético versátil, com potencial para desempenhar uma ampla gama de funções. No entanto, atualmente, apenas 1% do hidrogênio produzido globalmente é considerado de baixa emissão de CO₂. Ademais, embora o hidrogênio possa ser empregado para aplicações como combustível ou agente redutor em diversos setores, seu uso em larga escala é limitado devido à falta de competitividade com combustíveis fósseis e outras tecnologias de baixa emissão, além da baixa maturidade comercial das tecnologias de uso final (IEA 2023), sem contar as dificuldades logísticas do transporte e estocagem de hidrogênio e as questões associadas à segurança, em particular seu baixo ponto de fulgor (GUPTA, BASILE e VEZIROG`LU 2016).

O hidrogênio é utilizado principalmente no processo de refino de petróleo, como matéria-prima na indústria química (particularmente na produção de amônia e metanol), como agente redutor na siderurgia e em aplicações especiais em outros setores. Em 2022, a demanda global por hidrogênio foi de 95 Mt, dos quais 42 Mt foram consumidos no setor de refino, enquanto os 53 Mt restantes foram destinados à indústria. Desse total, cerca de 60% foram usados para a produção de amônia, 30% para a produção de metanol e 10% na siderurgia. Este crescimento de quase 3% em relação a 2021 reflete a continuidade de uma tendência de aumento que foi interrompida apenas pela pandemia do Covid-19 e a consequente desaceleração econômica em 2020 (IEA 2023).

A IEA (2022) projeta que, em um cenário de neutralidade de carbono, o uso do hidrogênio produzido com baixas emissões chegaria a 420 Mt em 2050, sendo que o hidrogênio produzido via eletrólise da água representaria 78% desse montante. O enorme potencial para descarbonizar diversos setores, seja na produção de calor, geração de energia, ou como insumo na composição de produtos que atualmente dependem do hidrogênio fóssil, tem impulsionado inúmeras iniciativas voltadas à produção, logística e uso final do hidrogênio de baixo carbono (IEA 2022).

Apesar dos desafios relacionados à produção, logística e uso, o BNDES (2022) destaca que os esforços de descarbonização devem promover o hidrogênio como uma solução em novas aplicações, especialmente em setores onde a redução de emissões é mais difícil e outras tecnologias de baixa emissão são inviáveis ou de implementação complexa. No entanto, a DNV (2021) alerta que algumas barreiras para a utilização do

hidrogênio como fonte energética a curto prazo podem estar sendo subestimadas. Entre os principais obstáculos identificados estão a necessidade de reduzir os custos de produção, a criação de um arcabouço regulatório robusto e o desenvolvimento de infraestrutura adequada para a produção, transporte, armazenamento, distribuição e integração ao sistema energético.

Enquanto o comércio de hidrogênio ainda é limitado, outros produtos derivados, como a amônia e o metanol, já possuem um mercado internacional mais estabelecido. De acordo com os dados da IEA (2023), cerca de 10% da demanda global de amônia e 20% da de metanol foram atendidas pelo comércio internacional em 2021. Contudo, esse comércio ainda se concentra no uso industrial, e a comercialização para fins energéticos está apenas começando, com alguns projetos-piloto em andamento. O cenário de Emissões Líquidas Zero até 2050 (NZE Scenario⁸) projeta que mais de 20% da demanda de hidrogênio e seus derivados será atendida por meio do comércio internacional até 2030, evidenciando a necessidade de expandir esse mercado para atender às metas climáticas globais (IEA 2023).

O comércio internacional de hidrogênio está em uma fase inicial de desenvolvimento. Atualmente, corresponde a menos de 10% do mercado total em termos de valor econômico e é restrito a alguns gasodutos que conectam áreas industriais na Bélgica, França e Países Baixos, além de projetos-piloto de transporte marítimo. Apesar dos desafios, alguns países já iniciaram processos de comercialização de hidrogênio, seja por meio de acordos bilaterais, como o firmado entre Japão e Austrália (AUSTRALIA 2022), ou através de processos competitivos globais, como a iniciativa H2Global, liderada pela Alemanha (BNDES 2022). O programa utiliza um intermediário de mercado para realizar leilões duplos: o primeiro para comprar hidrogênio de fornecedores externos à União Europeia através de contratos de preço fixo de 10 anos e o segundo para vendê-lo a compradores por contratos de cerca de um ano (IEA 2023).

Com um orçamento inicial de 900 milhões de euros, o H2Global já lançou os primeiros editais para a compra de amônia, metanol sintético e querosene sintético produzidos a partir de hidrogênio renovável, com entregas previstas para 2024. O governo

⁸ NZE (*Net Zero Emissions*) é um cenário desenvolvido pela Agência Internacional de Energia (IEA) que traça um caminho para alcançar emissões líquidas zero de gases de efeito estufa até 2050. Este cenário inclui uma série de medidas e políticas necessárias para limitar o aumento da temperatura global a 1,5 °C acima dos níveis pré-industriais, conforme estabelecido pelo Acordo de Paris (IEA 2024c).

alemão destinou mais 3,5 bilhões de euros para futuros leilões até 2036. Além da Alemanha, outros países, como os Países Baixos, também adotarão o H2Global para leilões de importação de hidrogênio (IEA 2023).

Em paralelo, a Comissão Europeia criou o European Hydrogen Bank para estimular a produção e uso de hidrogênio renovável (IEA 2023). O primeiro leilão piloto foi realizado em 2024 e atraiu 132 propostas de projetos de 17 países europeus, solicitando um total de financiamento que excedeu o orçamento disponível de 800 milhões de euros. No final, sete projetos foram selecionados para receber um total de 720 milhões de euros em subsídios, visando a produção de 1,58 milhões de toneladas de hidrogênio renovável ao longo de dez anos. O segundo leilão está planejado para ocorrer até o final de 2024, aproveitando as lições aprendidas com o leilão piloto (HYDROGEN EUROPE 2024).

Os esquemas de certificação de renovabilidade do H₂ atuais concentram-se principalmente no processo de produção, não considerando as emissões associadas ao transporte até o ponto de consumo. Certificações como a Certiphy e a GH2, por exemplo, consideram apenas o processo de eletrólise, enquanto a TUV SUD abrange outras etapas, como o tratamento da água e a purificação do hidrogênio. Alguns países também possuem mecanismos para certificar a origem da eletricidade utilizada na produção de hidrogênio, como a LCFS na Califórnia e o Renewable Transport Fuel Obligation no Reino Unido (BNDES 2022).

Com as perspectivas de crescimento do mercado de hidrogênio para uso energético, espera-se um aumento significativo no comércio internacional desse recurso. Os Estados Unidos e a União Europeia estão na vanguarda da formulação de políticas para o hidrogênio, enquanto a China lidera na expansão de capacidade de eletrólise (IEA 2023). A Alemanha já anunciou políticas para financiar investimentos em plantas de hidrogênio em outros países, com o objetivo de contribuir para a consolidação do mercado mundial de hidrogênio para fins energéticos (EPE 2021b). Nesse contexto, o Brasil é apontado como um dos países com melhores condições para a produção do hidrogênio verde de menor custo devido ao seu vasto potencial de geração de energia elétrica renovável (MCKINSEY AND COMPANY 2022).

3.1 Tecnologia do Hidrogênio

3.1.1 Métodos de produção

O hidrogênio pode ser obtido por meio de uma variedade de processos, utilizando diferentes fontes de matéria-prima. Além das rotas tecnológicas para obtenção de hidrogênio, existem processos naturais que podem levar à produção geológica de hidrogênio, como a radiólise da água, a serpentinização e a oxidação do minério de ferro (ZGONNIK 2020). No entanto, a exploração econômica desses processos no mercado ainda é pouco desenvolvida.

Devido à variedade de métodos de produção, que possuem diferentes custos e intensidades de carbono, além da possibilidade de empregar a captura, utilização ou armazenamento de CO₂ (CCUS, do inglês, *Carbon Capture, Utilisation and Storage*) a alguns desses processos, o hidrogênio foi classificado em cores, conforme apresentado na Figura 2. No entanto, essa categorização é altamente criticada (INCER-VALVERDE, et al. 2023) por simplificar os processos, focando principalmente nas emissões de CO₂ durante a produção e negligenciando outros fatores relevantes, como a fonte de energia utilizada e as particularidades tecnológicas de cada método. Além disso, não há consenso universal sobre o código de cores, e o uso de cores como "verde" e "cinza" pode gerar interpretações ambíguas, considerando que há outras fontes de energia, como a nuclear, que também podem produzir hidrogênio com zero emissões de CO₂.

Cor	Resumo do processo de produção do hidrogênio
Preto	Gaseificação do carvão mineral (antracito ¹) sem CCUS ²
Marrom	Gaseificação do carvão mineral (hulha ³) sem CCUS
Cinza	Reforma a vapor do gás natural sem CCUS
Azul	Reforma a vapor do gás natural com CCUS
Turquesa	Pirólise do metano ⁴ sem gerar CO ₂
Verde	Eletrólise da água com energia de fontes renováveis (eólica/solar)
Musgo	Reformas catalíticas, gaseificação de plásticos residuais ou biodigestão anaeróbica de biomassa ou biocombustíveis com ou sem CCUS
Rosa	Fonte de energia nuclear
Amarelo	Energia da rede elétrica, composta de diversas fontes
Branco	Extração de hidrogênio natural ou geológico

Figura 2. Classificação do hidrogênio em cores pelo processo de produção.

Fonte: EPE (2021b)

O método mais comum de produção de hidrogênio atualmente é a reforma a vapor do gás natural, denominado hidrogênio cinza de acordo com a classificação por cores. Nesse processo, o gás natural é combinado com vapor de água em altas temperaturas e sob pressão, em presença de um catalisador, resultando na reação química que produz hidrogênio e dióxido de carbono como subproduto (EPE 2021b). O custo de produção do hidrogênio cinza, medido pelo Custo Nivelado de Hidrogênio (LCOH), varia de 0,67 a 1,31 USD/kgH₂ (ARCOS e SANTOS 2023).

Outro método amplamente adotado é a gaseificação do carvão, que consiste na conversão do carvão sólido em uma mistura de gases por meio da reação com vapor d'água e oxigênio ou ar. Essa mistura de gases, conhecida como gás de síntese, é composta principalmente de monóxido de carbono, dióxido de carbono, metano e hidrogênio, que é, por fim, separado do restante dos gases para se obter hidrogênio puro, denominado hidrogênio preto ou marrom, de acordo com o carvão mineral utilizado (EPE 2021b). De acordo com ARCOS e SANTOS (2023), o LCOH desse método é de 1,2 a 3,0 USD/kgH₂.

A captura de carbono pode ser aplicada a ambos os métodos para reduzir as emissões de carbono para a atmosfera. O processo de captura de carbono consiste na separação do CO₂ dos outros gases produzidos durante a reforma a vapor do gás natural e a gaseificação do carvão. O CO₂ capturado é comprimido e transportado e pode ser armazenado de forma permanente ou utilizado em algum processo produtivo (EPE 2021b). Segundo ARCOS e SANTOS (2023), o LCOH da reforma a vapor do gás natural é de 0,99 a 1,83 USD/kgH₂, enquanto o da gaseificação do carvão é 1,6 a 2,05 USD/kgH₂.

O gás natural também pode ser utilizado para a produção de hidrogênio através da pirólise, conhecido como hidrogênio turquesa, um método que se destaca por seu potencial de reduzir emissões de carbono. Neste processo, as moléculas de metano são quebradas em hidrogênio e carbono sólido sob ação de calor. O carbono sólido produzido pode ser utilizado em diversas aplicações industriais, resultando em um LCOH de 2,0 USD/kgH₂ (ARCOS e SANTOS 2023).

Os processos de gaseificação e reforma também podem ser aplicados para fazer a conversão de biomassa e biocombustíveis em hidrogênio, denominado hidrogênio musgo na classificação por cores (EPE 2021b). O grande desafio desse processo está na qualidade do gás de síntese formado a partir da biomassa, já que suas características intrínsecas, como menor conteúdo energético, maior umidade e a presença de impurezas

(como alcatrões e partículas sólidas), tornam o processo de gaseificação mais complexo e menos eficiente em comparação ao uso de carvão mineral (RICHARDSON, BLIN e JULBE 2012). Por sua vez, a reforma a vapor do etanol é bastante desenvolvida. Outra opção são processos biológicos, como a biodigestão que pode disponibilizar o metano para ser utilizado no processo de reforma, como ocorre com o gás natural, ou ser controlada para evitar a metanogênese e disponibilizar hidrogênio (SILVA, et al. 2017).

Ciclos termoquímicos também podem ser utilizados para quebrar a molécula da água e produzir hidrogênio. Estas tecnologias exigem elevadas temperaturas e uso de substâncias intermediárias que podem ser regeneradas. As fontes de altas temperaturas cogitadas para esta aplicação são a nuclear e a solar concentrada. No entanto, esta tecnologia ainda está em desenvolvimento (EPE 2021b).

No que diz respeito às fontes primárias renováveis, a eletrólise se destaca como o principal método para a produção de hidrogênio a partir da eletricidade (URSUA, GANDIA e SANCHIS 2012), sendo amplamente conhecido como hidrogênio verde. O hidrogênio produzido pode alcançar níveis de pureza de até 99,999%. A alta pureza do H₂ eletrolítico representa uma vantagem significativa em comparação com processos que envolvem fontes fósseis, especialmente em aplicações que demandam especificações rigorosas, como o uso em pilhas a combustível de baixa temperatura.

O LCOH do hidrogênio verde é diretamente proporcional ao custo da energia elétrica associada, podendo variar entre 4,0 e 10,0 USD/kgH₂ (CLEAN HYDROGEN PARTNERSHIP 2024). Neste contexto, MAGALHAES (2024) investigou diversos cenários de produção de hidrogênio a partir da geração de energia elétrica *offshore*, tendo constatado que a produção de hidrogênio em águas profundas apresenta um LCOH que oscila entre 7,00 e 10,78 USD/kgH₂, enquanto a produção em terra demonstra ser mais econômica, com custos variando de 6,32 a 7,82 USD/kgH₂.

3.1.1.1 Eletrólise

O princípio da eletrólise da água envolve a conversão de energia elétrica e térmica em energia química, armazenada na forma de hidrogênio. Em condições padrão, essa reação é influenciada pela variação de entalpia, entropia e energia livre de Gibbs. A variação da energia livre de Gibbs da eletrólise da água é positiva até aproximadamente 2.250 °C, o que significa que a reação não ocorre de forma espontânea e precisa de um

aporte de energia elétrica para acontecer, além da energia térmica necessária (MILLER, SHAO e VENKATARAMAN 2011).

À medida que a temperatura aumenta, o consumo de energia elétrica diminui, enquanto a demanda de energia térmica cresce. Em temperaturas elevadas, como 800-1000 °C, cerca de dois terços da energia necessária provêm da eletricidade e o restante do calor, o que pode ser mais econômico e vantajoso do ponto de vista exergético (URSUA, GANDIA e SANCHIS 2012). Por outro lado, o aumento da pressão tende a elevar a demanda de energia elétrica e reduzir a necessidade de energia térmica. Estudos mostram que o potencial reversível aumenta com a pressão, enquanto o potencial entálpico diminui ligeiramente, indicando que a eletrólise pressurizada pode ser menos eficiente em termos de consumo de energia elétrica (ONDA, et al. 2004).

A eletrólise pressurizada pode reduzir a necessidade de compressão externa subsequente do hidrogênio produzido. Em pressões até 40 bar, a eletrólise assimétrica usando PEMs é mais eficiente; porém, para pressões superiores, a eletrólise seguida de compressão mecânica é preferível (BENSMANN, et al. 2013). A eficiência energética e de Faraday também são afetadas pela temperatura, pressão e características dos eletrodos, influenciando diretamente a viabilidade econômica e técnica da produção de hidrogênio eletrolítico.

A eletrólise ocorre por meio da aplicação de uma corrente elétrica contínua na água, induzindo a sua dissociação, sendo uma tecnologia consolidada. A tensão reversível de uma célula eletrolítica representa a menor tensão necessária para que a eletrólise ocorra e pode ser expressa em termos da variação da energia livre de Gibbs padrão. Em um processo adiabático ideal, onde toda a energia para a eletrólise vem da eletricidade, a tensão mínima é o potencial termoneutro, equivalente ao potencial entálpico. No entanto, processos reais de eletrólise não são adiabáticos devido a perdas de calor e à formação de vapor d'água, resultando em irreversibilidades termodinâmicas (DIEGUEZ, URSUA e SANCHIS 2008).

A produção de hidrogênio por meio da eletrólise da água depende da tecnologia dos eletrolisadores, que são os dispositivos que utilizam eletricidade para separar moléculas de água em hidrogênio e oxigênio. Na operação de um eletrolisador, a tensão e a corrente elétrica são fornecidas aos eletrodos, entre os quais há um eletrólito que pode ser líquido

(solução eletrolítica, sal fundido) ou sólido (membranas de ácidos sólidos, cerâmicas permiônicas) (SILVA 2003).

Os elétrons são liberados dos eletrodos através dos íons no eletrólito, formando um sistema multifásico composto de gás, líquido e sólido. Os eletrodos utilizados devem ter alta resistência à corrosão, boa condutividade elétrica, propriedades catalíticas favoráveis e integridade estrutural, sem reagir com o eletrólito (PINHO 2017). Além disso, é necessário um diafragma para evitar a recombinação de hidrogênio e oxigênio formados, que deve ter boa condutividade iônica e resistência elétrica (URSUA, GANDIA e SANCHIS 2012).

Existem duas configurações básicas para módulos de eletrólise: unipolar e bipolar. Na configuração unipolar, os eletrodos estão conectados em paralelo, todos com o mesmo potencial. Já na configuração bipolar, as pilhas eletrolíticas são conectadas em série, aumentando a tensão, mas diminuindo a necessidade de corrente elétrica, o que resulta em menores perdas ôhmicas (URSUA, GANDIA e SANCHIS 2012).

A configuração bipolar é mais comumente usada devido à sua eficiência na produção de hidrogênio. Em plantas de eletrólise de larga escala, múltiplos módulos de eletrólise são conectados em paralelo para reduzir os custos de capital associados aos equipamentos auxiliares (*Balance of Plant* - BOP), que são necessários para o resfriamento, purificação, compressão, armazenamento dos gases produzidos e tratamento da água (URSUA, GANDIA e SANCHIS 2012).

Existem três tipos principais de eletrolisadores: Eletrólise Alcalina (AEL), Eletrólise a Membrana Polimérica (PEM) e Eletrólise a Óxido Sólido (SOEC). Cada um desses tipos possui características, vantagens e desafios específicos que influenciam sua aplicabilidade e eficiência em diferentes contextos industriais (PINHO 2017).

Os eletrolisadores alcalinos são a tecnologia mais madura e amplamente utilizada para a eletrólise da água devido ao seu baixo custo de investimento e à adequação para produção em larga escala. Utilizam soluções aquosas de hidróxido de potássio como eletrólito, operando em temperaturas entre 65-100°C (URSUA, GANDIA e SANCHIS 2012). No entanto, a necessidade de regeneração do eletrólito líquido implica em módulos maiores e aumenta os custos operacionais. Eletrolisadores alcalinos geralmente usam a configuração bipolar (tipo filtro-prensa), que permite maior eficiência energética (BERTUCCIOLI, et al. 2014). A operação em condições de baixa corrente pode ser

problemática devido à "cross-diffusion" de gases, resultando em concentrações perigosas de hidrogênio (CARMO, et al. 2013).

Os materiais utilizados nos eletrodos de eletrólise alcalina precisam ser resistentes à corrosão em ambientes alcalinos, ter alta condutividade elétrica e custo acessível. O níquel é amplamente utilizado devido ao seu equilíbrio entre custo, resistência e desempenho catalítico. A eficiência dos eletrodos pode ser melhorada com ligas metálicas, que apresentam sobrepotenciais mais baixos, e com o uso de nanoestruturas que ampliam a superfície de contato e reduzem o consumo energético (ZENG e ZHANG 2010). A adoção de eletrodos revestidos, como os de níquel Raney ou ligas com rutênio, pode reduzir os sobrepotenciais, melhorando a eficiência da eletrólise.

Um dos principais desafios dos eletrolisadores alcalinos é a limitação da taxa de produção de hidrogênio devido à formação de bolhas no eletrólito e na superfície dos eletrodos. As bolhas aumentam a resistência à transferência iônica e reduzem a eficiência das reações eletroquímicas. Para mitigar esse problema, estratégias como a adição de aditivos ao eletrólito e a circulação do eletrólito para remover bolhas têm sido propostas (ZENG e ZHANG 2010). Alternativamente, a configuração zero-gap, onde os eletrodos estão em contato direto com uma membrana condutora iônica, elimina a formação de bolhas, permitindo operação em maiores densidades de corrente (EBBESEN, et al. 2014).

A eletrólise PEM utiliza uma membrana polimérica condutora de prótons como eletrólito e apresenta caráter ácido devido à presença de grupos sulfônicos que promovem a condutividade protônica por troca de íons (SCHALENBACH, et al. 2013). A arquitetura compacta dos eletrolisadores PEM e a capacidade de produzir hidrogênio pressurizado sem manuseio de oxigênio pressurizado são vantagens significativas. No entanto, a corrosividade do ambiente ácido requer o uso de metais nobres, como platina e irídio e a necessidade de materiais resistentes para componentes como coletores de corrente e pratos bipolares, elevam os custos de produção (URSUA, GANDIA e SANCHIS 2012).

A baixa permeabilidade das membranas poliméricas a gases permite operação em ampla faixa de densidade de corrente, tornando os eletrolisadores PEM ideais para integração com fontes renováveis intermitentes (URSUA, GANDIA e SANCHIS 2012). A produção de hidrogênio de alta pureza (>99,99%) sem etapas adicionais de purificação é uma vantagem adicional. Porém, sua menor capacidade de produção, alto custo de investimento e vida útil reduzida limitam sua aplicação em larga escala.

Os eletrolisadores a óxido sólido (SOEC) utilizam cerâmicas condutoras de íons de oxigênio como eletrólito, operando a temperaturas elevadas entre 600-900°C para realizar a eletrólise de vapor d'água. Essa tecnologia avançada de eletrólise é favorecida termodinamicamente, pois parte da energia necessária é fornecida na forma de calor, reduzindo a demanda elétrica. O eletrólito sólido, tipicamente composto de zircônia estabilizada com ítria, apresenta alta condutividade iônica e resistência mecânica (URSUA, GANDIA e SANCHIS 2012). Os eletrodos são compostos de cermet de níquel e YSZ no cátodo e compósitos de YSZ com perovskitas dopadas no ânodo, que promovem atividade catalítica e minimizam a reatividade com o eletrólito (STAMBOULI e TRAVERSA 2002). No entanto, a produção de hidrogênio envolve misturas de vapor, o que requer etapas adicionais de purificação, aumentando os custos e a complexidade do processo.

A eletrólise a altas temperaturas também permite a coeletrólise de água e dióxido de carbono para produzir gás de síntese, uma potencial rota para a produção de combustíveis líquidos e hidrocarbonetos de cadeia mais longa (EBBESEN, et al. 2014). A degradação dos materiais dos SOE's é um desafio significativo. As taxas de degradação registradas em diversos estudos variam de 2% a 3,2% por 1000 horas de operação, o que indica a necessidade de avanços antes que a tecnologia possa ser comercializada (SCHILLER, et al. 2009).

3.1.2 Armazenamento e Transporte de Hidrogênio

O armazenamento e transporte de hidrogênio se beneficiam da experiência acumulada das indústrias química e petroquímica (DECOURT, et al. 2014). Embora o hidrogênio possua uma densidade energética em base mássica elevada, cerca de três vezes maior que a gasolina, seu conteúdo energético por unidade de volume é significativamente inferior aos hidrocarbonetos, devido à sua baixa massa específica, em estado gasoso, nas condições normais de temperatura e pressão (LOZANO-CASTELLÓ, et al. 2013). Para competir com combustíveis convencionais, o hidrogênio gasoso necessita de técnicas de armazenamento que aumentem sua densidade energética volumétrica. As tecnologias maduras atualmente disponíveis para o armazenamento de H₂ incluem o uso de tanques pressurizados, armazenamento geológico, hidrogênio líquido e hidretos metálicos.

Os tanques pressurizados armazenam hidrogênio na forma de gás comprimido, o que exige uma etapa de compressão prévia. A tecnologia dos tanques varia conforme os materiais e estrutura utilizados. Os primeiros modelos, chamados de tipo I, eram feitos de aço inoxidável e operavam com pressões de 175 a 200 bar. Já os tanques mais modernos, de tipo IV, são feitos de materiais compostos, como fibra de carbono, e podem suportar pressões de até 800 bar (CERRI, LEFEBVRE-JOUD e HOLTAPPELS 2012). Para aplicações estacionárias, como armazenamento em instalações fixas, geralmente não são necessárias pressões acima de 200 bar. No entanto, em veículos movidos a pilhas a hidrogênio, as pressões de armazenamento variam de 350 a 700 bar (DECOURT, et al. 2014).

O armazenamento geológico de hidrogênio é outra opção, que utiliza estruturas naturais como cavernas de sal, aquíferos e reservatórios depletados de hidrocarbonetos. Essa alternativa é especialmente adequada para armazenar grandes quantidades de hidrogênio por longos períodos, com custos operacionais baixos e exigindo níveis de compressão de 20 a 180 bar. No entanto, essa opção apresenta desafios relacionados à pureza do hidrogênio, uma vez que pode haver perda de pureza dependendo das características do reservatório. A presença de impurezas ou reações indesejadas no armazenamento pode comprometer a qualidade do hidrogênio, o que precisa ser gerenciado para garantir a eficiência do armazenamento e a qualidade do hidrogênio quando retirado do reservatório (GUPTA, BASILE e VEZIROGLU 2016).

O armazenamento de hidrogênio na forma líquida envolve a liquefação do gás para aproveitar sua maior densidade volumétrica no estado líquido. Para isso, são utilizados recipientes esféricos ou cilíndricos com isolamento, geralmente de aço inoxidável austenítico, que é resistente a baixas temperaturas e não sofre o efeito de fragilização (DECOURT, et al. 2014). No entanto, a liquefação do hidrogênio impõe uma penalidade energética considerável, exigindo cerca de 10 kWh/kg H₂, bem acima do valor típico para a liquefação de gás natural que é cerca de 0,3 kWh/kg GNL (SON, et al. 2022).

Por fim, o armazenamento em hidretos metálicos é uma abordagem que utiliza a absorção de hidrogênio em estruturas cristalinas de metais. A absorção de hidrogênio é um processo exotérmico que requer resfriamento para ser favorecido, enquanto a dessorção é endotérmica, liberando o hidrogênio quando aquecido. Essa forma de armazenamento elimina a necessidade de altas compressões e liquefações, oferecendo uma alternativa eficiente para o armazenamento de hidrogênio (DECOURT, et al. 2014).

O transporte de hidrogênio pode ser realizado de três formas principais: por dutos, em tanques de gás comprimido e na forma líquida criogênica. O transporte de H₂ gasoso por dutos de aço tem sido amplamente utilizado por mais de 50 anos, especialmente para abastecer indústrias químicas e refinarias (SINGH, et al. 2015). No entanto, a interação do hidrogênio com o aço pode causar um fenômeno de fragilização ("embrittlement"), que pode levar a fraturas nos dutos. O transporte por dutos requer um alto investimento inicial, mas os custos operacionais são baixos quando a taxa de utilização é elevada (IEA, 2015). Os custos de transporte são influenciados pelo diâmetro do duto, distância percorrida, topografia e densidade populacional da região (DECOURT, et al. 2014).

Já o transporte de hidrogênio em tanques de gás comprimido é mais adequado para distâncias curtas e pequenas quantidades devido à sua capacidade volumétrica limitada. O transporte de H₂ na forma líquida criogênica, por outro lado, permite uma capacidade de carga muito maior. No entanto, essa opção apresenta uma alta penalidade energética (cerca de 13 kWh/kg-H₂) e riscos de evaporação (*boil-off*) (SINGH et al., 2015).

A construção de uma nova infraestrutura de dutos dedicada exclusivamente ao transporte de hidrogênio puro é tecnicamente a melhor opção, embora exija altos investimentos (TAVARES 2021). No curto prazo, uma solução mais econômica é a injeção de hidrogênio nos gasodutos de gás natural existentes (EUROPEAN HYDROGEN BACKBONE 2020), até uma certa proporção volumétrica dependendo do gasoduto e suas condições de operação (FRAUNHOFER IEE 2022). Para o transporte de H₂ em sua forma líquida, que requer condições criogênicas, o uso compartilhado de instalações de GNL está sendo considerado (TAVARES 2021). No transporte intercontinental, a opção mais barata é a conversão do hidrogênio em amônia, que possui alta densidade e tem um manuseio e transporte bem estabelecidos (BLOOMBERGNEF 2020; AHK 2020). Outra alternativa é converter o hidrogênio em metanol, um intermediário químico versátil (ANDERSSON e GRÖNKVIST 2019).

Outros modais, como trens, barcos e navios, também oferecem vantagens para o transporte de grandes volumes de hidrogênio e são especialmente úteis em fases de transição onde a demanda por H₂ ainda é baixa e não justifica a construção de dutos (WINTER 2009). O transporte marítimo intercontinental de H₂ líquido pode se beneficiar da experiência com navios transportadores de gás natural liquefeito (BALAT 2008). Assim, o planejamento estratégico dos modais de transporte é fundamental para equilibrar a eficiência energética e a viabilidade econômica (DOE 2013).

Devido às restrições logísticas, um aspecto de suma importância na análise de viabilidade é o custo de produção do H₂. De acordo com a perspectiva de custo global do HYDROGEN COUNCIL (2021), a utilização do hidrogênio em alguns modais de transportes, para aplicação em caldeiras, produção de fertilizantes, indústria siderúrgica e em refinarias pode ser a solução de baixo carbono mais competitiva. Portanto, o custo do carbono imposto às alternativas convencionais fomentaria a competitividade necessária para o uso do hidrogênio de baixo carbono. A produção de hidrogênio por meio da eletrólise utilizando fontes de energia renovável surge como uma rota com enorme potencial de crescimento em um futuro próximo.

Historicamente, as maiores instalações de produção de hidrogênio por eletrólise foram localizadas em proximidade a fontes de hidroeletricidade de baixo custo. Estas plantas foram concebidas para operar de maneira contínua em condições de carga nominal, priorizando eficiência em detrimento de custos de capital e flexibilidade (DECOURT, et al. 2014).

3.2 Hidrogênio no Brasil

A maior parte da produção de H₂ no Brasil provém da reforma a vapor do gás natural, conhecido como hidrogênio cinza. Este hidrogênio é amplamente utilizado em refinarias e fábricas de fertilizantes, que representam cerca de 87% do mercado. Sua produção e consumo são predominantemente locais, sem a existência de um mercado amplo e consolidado para sua comercialização em outras áreas ou setores no país (EPE 2022b).

Para impulsionar o desenvolvimento de uma economia de hidrogênio de baixa emissão de carbono e aproveitar as oportunidades do mercado global durante a transição energética, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) lançou, em junho de 2022, o Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2). Este programa busca tornar o hidrogênio de baixa emissão competitivo, especialmente em setores com desafios significativos de descarbonização, além de fortalecer o mercado e a indústria de hidrogênio no Brasil (MME 2022).

O Plano de Trabalho Trienal 2023-2025 do PNH2 define sua estratégia em três etapas principais. Até 2025, o plano prevê a implementação de plantas-piloto de hidrogênio de baixo carbono em várias regiões do país. Até 2030, a meta é consolidar o

Brasil como um produtor competitivo de hidrogênio de baixa emissão no cenário global. Finalmente, até 2035, o objetivo é estabelecer *hubs* de hidrogênio de baixa emissão no Brasil, criando centros integrados de produção, distribuição e exportação que possam posicionar o país como líder nesse mercado emergente (MME 2022).

A governança do PNH2 inclui atividades operacionais coordenadas por cinco Câmaras Temáticas. Entre elas, a Câmara Temática de Arcabouço Legal e Regulatório-Normativo, sob a coordenação do Ministério de Minas e Energia, tem como principal missão aprimorar o arcabouço institucional e regulatório necessário para o desenvolvimento do hidrogênio de baixa emissão de carbono. Parte desse esforço envolveu a elaboração de uma minuta de marco legal para o hidrogênio de baixa emissão de carbono, que serviu de base para a formulação de novas políticas e regulamentações (MME 2022).

Em julho de 2024, o Senado aprovou o Projeto de Lei 2308/2023, que institui o marco legal para o hidrogênio de baixa emissão de carbono no Brasil. O marco define como hidrogênio de baixa emissão aquele produzido a partir de fontes renováveis, como solar, eólica, hidráulica, biomassa, biogás, biometano, gases de aterro, energia geotérmica, das marés e biocombustíveis. Estabelece também um limite de emissão de 7 kg de CO₂ por quilograma de hidrogênio produzido⁹, considerando o ciclo de vida, aplicável até 2030, com possibilidade de revisão após essa data (CÂMARA DOS DEPUTADOS 2024).

O projeto também institui o Regime Especial de Incentivos para a Produção de Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (Rehidro), válido por cinco anos a partir de 2025, que suspende tributos como PIS/Pasep e Cofins em compras e importações de equipamentos e materiais destinados a projetos de hidrogênio. Os benefícios fiscais previstos totalizam R\$ 18,3 bilhões, com limites anuais específicos de incentivo entre 2028 e 2032 (CÂMARA DOS DEPUTADOS 2024).

⁹ De acordo com a análise de ciclo de vida realizada por AL-QAHTANI, et al. (2020), a produção de hidrogênio via reforma a vapor de metano (SMR) gera 9,26 kg de CO₂ por kg de hidrogênio produzido, mas com a captura e armazenamento de carbono (CCS), essas emissões são reduzidas para 1,03 kg de CO₂. Na pirólise de metano, as emissões são de 2,50 kg de CO₂ por kg de hidrogênio. O processo de gaseificação de carvão resulta em 22,00 kg de CO₂ por kg de hidrogênio, porém, com CCS, as emissões caem para 4,13 kg.

A legislação também permite que as empresas beneficiadas pelo Rehidro emitam debêntures de infraestrutura para facilitar a captação de recursos. O Rehidro também estará disponível para empresas envolvidas no transporte, distribuição, acondicionamento, armazenamento ou comercialização de hidrogênio, desde que atendam aos requisitos de investimento mínimo em pesquisa, desenvolvimento e inovação, além de um percentual mínimo de bens e serviços nacionais (CÂMARA DOS DEPUTADOS 2024).

O marco regulatório também estabelece o Comitê Gestor do Programa Nacional do Hidrogênio (Coges-PNH2), composto por representantes dos estados, do Distrito Federal, da comunidade científica e do setor produtivo. A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) será a responsável pela autorização das atividades relacionadas à produção, importação, transporte, exportação e armazenagem de hidrogênio, restritas a empresas brasileiras. Adicionalmente, foi instituído o Sistema Brasileiro de Certificação de Hidrogênio (SBCH2), que certificará as características do processo produtivo, insumos, localização, ciclo de vida do hidrogênio e a quantidade de CO₂ emitida (CÂMARA DOS DEPUTADOS 2024).

Os investimentos em usinas para a produção de hidrogênio verde no Brasil ultrapassam US\$ 25 bilhões, sendo a maior parte destinada a complexos industriais portuários que combinam fatores estratégicos importantes, como a logística para exportação, a proximidade de fontes de energia renovável e de polos industriais (BNDES 2022). Os portos de Pecém, Suape e Açu se destacam como os principais candidatos a se tornarem *hubs* de hidrogênio verde no país, com planos de se consolidarem como centros integrados para produção, pesquisa, armazenamento e exportação de hidrogênio de baixa emissão (CNI 2022).

De acordo com a CNI (2022), diversos projetos voltados para a criação de um *hub* de hidrogênio verde estão em desenvolvimento no Porto do Pecém, localizado no Nordeste do Brasil. Desde o início do projeto, foram assinados memorandos de entendimento com empresas nacionais e internacionais para o desenvolvimento de plantas de hidrogênio de baixa emissão de carbono, considerando o grande potencial de geração de energia renovável e os incentivos fiscais disponíveis na região. O foco é a exportação de hidrogênio e seus derivados, como a amônia, para mercados internacionais, especialmente a Europa, e a produção de aço de baixo carbono e outros produtos industriais (CNI 2022 apud COMPLEXO DO PECÉM 2021).

O Porto de Suape, também localizado no Nordeste brasileiro, é outro porto que busca se posicionar como um *hub* de hidrogênio verde, beneficiando-se de sua infraestrutura já existente e sua localização estratégica (CNI 2022). Diversas iniciativas foram lançadas para transformar o complexo em um centro de pesquisa, desenvolvimento e inovação voltado para a produção, transporte e armazenamento de hidrogênio. Esses projetos visam, entre outros objetivos, integrar o hidrogênio verde à cadeia industrial já existente, proporcionando uma alternativa sustentável para setores que enfrentam desafios de descarbonização (CNI 2022 apud COMPLEXO INDUSTRIAL PORTUÁRIO DE SUAPE 2021).

O Porto do Açu, no Sudeste do Brasil, está desenvolvendo projetos que abrangem a produção de hidrogênio verde utilizando energia eólica *offshore* e solar fotovoltaica (CNI 2022). O complexo possui uma localização estratégica próxima a campos de petróleo e gás, e sua infraestrutura atual pode apoiar o desenvolvimento de um mercado de hidrogênio verde, especialmente para exportação na forma de gás ou amônia. Além disso, a instalação de plantas industriais relacionadas ao hidrogênio verde pode contribuir para o fortalecimento da industrialização sustentável e para a descarbonização de setores industriais (CNI 2022 apud PORTO DO AÇU 2021).

A IEA (2023) divide as aplicações de hidrogênio entre tradicionais e potenciais. A primeira engloba seu uso no refino, como matéria-prima para produção de amônia, metanol e outros produtos químicos, e como agente redutor para produzir ferro reduzido diretamente (DRI) usando gás sintético à base de combustíveis fósseis. Também inclui o uso do hidrogênio na eletrônica, na produção de vidro ou no processamento de metais, mas esses setores consomem quantidades muito pequenas de hidrogênio.

Já as potenciais novas aplicações incluem o uso do hidrogênio como 100% do agente redutor em DRI, transporte, produção de combustíveis à base de hidrogênio (como amônia ou hidrocarbonetos sintéticos), aprimoramento de biocombustíveis, aquecimento em alta temperatura na indústria e armazenamento e geração de eletricidade, além de outras aplicações nas quais se espera que o uso do hidrogênio seja muito pequeno devido à existência de alternativas de baixa emissão mais eficientes (IEA 2023).

Um aspecto importante para priorizar os usos é o fato de que o transporte de hidrogênio na sua forma elementar, conforme discutido na sessão anterior, enfrenta uma série de desafios técnicos e econômicos. Portanto, a exportação de hidrogênio como gás

ou na forma líquida não se configura, até o momento, uma alternativa viável para o Brasil, levando em consideração a distância dos principais mercados consumidores (HEINRICH BÖLL STIFTUNG 2021).

Como o objetivo dessa dissertação é avaliar o potencial mercado nacional de H₂ verde, considerando o mapeamento dos potenciais consumidores no Brasil, esse trabalho priorizou explorar as aplicações tradicionais cujo consumo é mais expressivo e optou por analisar uma potencial nova aplicação, como combustível para o transporte marítimo, especialmente diante dos projetos em curso, citados acima, de estabelecimento de *hubs* de hidrogênio em portos brasileiros.

3.2.1 Refinarias de Petróleo

As refinarias de petróleo brasileiras são grandes consumidoras de hidrogênio cinza, representando aproximadamente 74% do consumo total na indústria nacional. A produção de hidrogênio nas refinarias é predominantemente realizada por meio da reforma a vapor do gás natural, método amplamente utilizado no Brasil (SZKLO, ULLER e BONFÁ 2012). Dessa forma, uma das alternativas para reduzir a pegada de carbono de suas operações é a substituição do hidrogênio cinza por hidrogênio de baixo carbono (CNI 2022).

O parque de refino brasileiro é composto por dezenove refinarias, com uma capacidade nominal total instalada de 2,42 milhões de barris por dia (ANP 2023). Cada refinaria apresenta um perfil único, determinado pela carga processada (SZKLO, ULLER e BONFÁ 2012). SCHAEFFER et al. (2009) discutem detalhadamente os fatores que influenciam a estrutura de uma refinaria, incluindo as características do petróleo, a capacidade de processamento, o perfil desejado dos derivados, as especificações dos produtos finais e a escolha das tecnologias utilizadas.

A unidade de hidrotratamento (HDT), típica nas refinarias brasileiras, é responsável pela remoção de compostos sulfurados, oxigenados, nitrogenados e organo-metálicos do óleo. Essa unidade requer quantidades substanciais de hidrogênio, o que justifica a existência de unidades geradoras de hidrogênio (UGH) nas refinarias de maior porte (GUEDES 2019).

Nos últimos anos, o uso de hidrogênio nas refinarias aumentou significativamente. A transição no perfil da demanda por combustíveis, com a diminuição do consumo de

óleo combustível na indústria, tem forçado as refinarias a expandirem suas capacidades de conversão, priorizando a produção de derivados de maior valor agregado, como gasolina, óleo diesel e querosene de aviação, em detrimento do óleo combustível. Paralelamente, o endurecimento das regulamentações ambientais, que impõem especificações mais rigorosas para os poluentes locais, levou a um aumento expressivo no consumo de hidrogênio, especialmente nos processos de hidrotratamento dos derivados de petróleo (CNI 2022).

3.2.2 Siderúrgica

Uma aplicação inovadora do hidrogênio verde é a produção de aço, por meio da redução direta do minério de ferro, utilizando H₂ como agente redutor (HYDROGEN COUNCIL 2021). Atualmente, a maior parte da produção mundial de aço ocorre via rota integrada, que consiste na redução do óxido de ferro a ferro-gusa, seguida pelo refino para redução do teor de carbono em altos-fornos integrados (BF) ou fornos de oxigênio básico (BOF) (MCKINSEY & COMPANY 2020).

A alternativa de produção via rota semi-integrada utiliza sucata de aço ou ferro reduzido diretamente (DRI) como matéria-prima em fornos elétricos a arco (EAF). A produção de DRI com gás natural é uma tecnologia consolidada, capaz de reduzir em até 60% as emissões em comparação com o processo tradicional. No entanto, é possível alcançar uma produção praticamente livre de emissões de CO₂ ao substituir o gás natural por hidrogênio (HEINRICH BÖLL STIFTUNG 2021). No Brasil, a produção de aço por meio da rota semi-integrada utilizando o gás natural representa atualmente apenas 16,2% da produção total de aço bruto (INSTITUTO AÇO BRASIL 2023).

A transição para o uso de hidrogênio no setor siderúrgico brasileiro pode ser impulsionada pelas novas regulamentações ambientais, como o Mecanismo de Ajuste de Fronteiras de Carbono (CBAM)¹⁰ da União Europeia. O mercado global está se movendo em direção à produção de aço de baixo carbono, e o Brasil, como um dos maiores exportadores de aço para a Europa, pode enfrentar pressões consideráveis para adotar

¹⁰ O CBAM é uma medida aduaneira destinada a taxar carbono sobre produtos exportados para a União Europeia. Seu objetivo é equiparar o preço do carbono em importações vindas de fora da UE ao preço que seria pago se fossem produzidas dentro do território europeu, onde estariam sujeitas ao Regime de Comércio de Licenças de Emissão (ETS). O CBAM está programado para entrar em vigor a partir de 2026, com um período de transição iniciando em 2023, durante o qual os importadores da UE devem relatar as emissões de carbono incorporadas nos produtos que importaram.

tecnologias mais limpas, como a produção de aço verde com hidrogênio de baixo carbono (CNI 2022).

De acordo com a Agência das Nações Unidas para o Comércio e o Desenvolvimento, o aço brasileiro é um dos produtos mais vulneráveis a essa taxa de carbono, podendo estar sujeito a uma taxa de US\$ 3,3 por tonelada. O impacto econômico dessa taxa seria significativo para a indústria (CNI 2022), uma vez que o Brasil exportou mais de um milhão de toneladas de aço para a União Europeia em 2022 considerando semiacabados, produtos planos, revestidos e especiais-ligados (INSTITUTO AÇO BRASIL 2023).

3.2.3 Mistura com Gás Natural na Rede de Transporte

A opção tecnicamente mais indicada para o transporte de hidrogênio em dutos é a construção de uma infraestrutura nova e exclusiva para o H₂ puro, o que demanda investimentos elevados (TAVARES 2021). Portanto, a curto prazo, a injeção de H₂ nos gasodutos de gás natural é considerada a solução de menor custo (EUROPEAN HYDROGEN BACKBONE 2020). Essas misturas de gás natural e hidrogênio já estão sendo usadas em redes de cidades em Singapura, Hong Kong e Havaí (IEA 2023).

O Brasil tem uma malha de gasodutos com extensão total de 15.738 km, dos quais 4.564 km são dedicados ao escoamento. Essa infraestrutura representa uma das piores relações do mundo em termos de transporte interno de gás natural (EPE 2023a). Além disso, vale destacar que a malha de gasodutos brasileira está majoritariamente concentrada no litoral, mas existe a expectativa de expansão, com alguns projetos já autorizados para o interior do país (EPE 2019a).

O país conta com 15 unidades de processamento de gás natural (UPGN), com uma capacidade total de 107,51 milhões de metros cúbicos por dia, sendo 14 dessas unidades conectadas à malha integrada de gasodutos. Além dessas, a UPGN Polo Gaslub (Itaboraí/RJ) está em construção, com previsão de entrada em operação no fim de 2024 e uma capacidade de 21 MMm³/dia (EPE 2023a). O gás natural processado nas UPGNs é transportado por meio dos gasodutos até os distribuidores, que, por sua vez, entregam o gás aos consumidores finais através dos gasodutos de distribuição. Essas instalações incluem pontos de recebimento e entrega, estações de interconexão e compressão, entre outras estruturas necessárias para o processamento e transporte do gás (FGV CERI 2018).

A literatura indica que uma taxa de mistura de até 20% em volume de hidrogênio em gasodutos de transporte pode ser considerada viável, mas essa viabilidade é influenciada por diversos fatores, como a origem do gás natural usado na mistura. Contudo, a longo prazo, existem incertezas relacionadas à sensibilidade dos materiais dos gasodutos e à possível redução de sua vida útil devido à presença de hidrogênio. Além disso, a introdução de hidrogênio em gasodutos de alta pressão pode apresentar desafios significativos para consumidores industriais, como usinas termelétricas, que dependem diretamente dessas infraestruturas (FRAUNHOFER IEE 2022).

Nos gasodutos de distribuição, os níveis de mistura atualmente são limitados pela presença de estações de abastecimento de GNV, devido às restrições de adição de hidrogênio a no máximo 2% em veículos movidos a gás. O processo de injeção e subsequente extração de hidrogênio dos gasodutos de transporte exige sistemas de controle avançados e tecnologias específicas, que facilitam a separação eficaz do hidrogênio do gás natural. Tais tecnologias são cruciais para garantir o uso seguro e eficiente do hidrogênio sem comprometer a integridade e eficiência dos gasodutos (FRAUNHOFER IEE 2022).

3.2.4 Amônia e derivados

A amônia é um composto químico amplamente utilizado na indústria química, e seu potencial energético vem sendo cada vez mais discutido como um vetor energético sustentável (LEWIS 2018). Em 2021, o Brasil foi o terceiro maior consumidor de fertilizantes, depois da China e da Índia (IFA 2023), e, em 2022, foi o segundo maior consumidor do produto depois da UE (WTO 2023). O hidrogênio nacional tem um potencial considerável para impulsionar o mercado de fertilizantes, principalmente porque uma parcela significativa desses produtos é nitrogenada e requer amônia em sua produção (EPE 2021b).

No entanto, a produção interna de amônia tem se mostrado insuficiente para atender à demanda do país, resultando em elevadas taxas de importação e tornando o Brasil vulnerável às flutuações de preços globais, variações cambiais, custos de transporte e desafios logísticos. Nesse contexto, o desenvolvimento de um mercado local de amônia de baixo carbono pode ser estratégico para o Brasil, especialmente considerando que o consumo de fertilizantes no país supera sua capacidade de produção (COMPANHIA NACIONAL DE ABASTECIMENTO 2021).

O processo de produção de amônia, conhecido como síntese de Haber-Bosch, combina nitrogênio e hidrogênio sob altas pressões e temperaturas. Enquanto o nitrogênio é obtido do ar atmosférico, o hidrogênio é predominantemente derivado de fontes de gás natural ou petróleo, sendo responsável por cerca de 90% das emissões do processo (THE ROYAL SOCIETY 2020). Portanto, a utilização de hidrogênio de baixo carbono surge como a única solução viável para descarbonizar significativamente o setor.

Quando utilizada diretamente como fertilizante, a amônia é conhecida como amônia anidra. No entanto, devido à sua alta toxicidade e volatilidade, ela é mais comumente empregada como intermediário na produção de outros fertilizantes nitrogenados, como ureia, nitrato de amônio e sulfato de amônio (ABISOL 2017). A adubação nitrogenada é fundamental em culturas como feijão, cana-de-açúcar, milho, arroz e trigo, com destaque para a soja, que tem sido bem-sucedida na fixação biológica do nitrogênio por meio do uso de inoculantes desde a década de 1960 (EMBRAPA 2023).

Além de ser essencial na produção de fertilizantes nitrogenados, a amônia possui diversas outras aplicações, como em sistemas de refrigeração e matéria-prima na indústria química. Apesar de seu potencial como combustível em várias aplicações energéticas e como intermediário no transporte de hidrogênio, essas utilizações ainda não são comercialmente viáveis (HEINRICH BÖLL STIFTUNG 2021).

Atualmente, o Brasil possui somente três fábricas de fertilizantes nitrogenados (FAFENs)¹¹ em operação, com capacidade de produção total de 2.522.000 toneladas, além de 1.050 unidades misturadoras responsáveis pela produção de fertilizantes NPK, amplamente utilizados na agricultura (GLOBAFERT 2023). De acordo com a EPE (2023), 95% do consumo de amônia e seus derivados no país é importado, o que evidencia a dependência do mercado externo para atender à crescente demanda do setor agrícola. Portanto, o desenvolvimento de um mercado doméstico de amônia de baixo carbono se torna uma estratégia crucial para reduzir essa dependência e aumentar a segurança no abastecimento, especialmente diante do crescimento contínuo no consumo de fertilizantes.

¹¹ Além das três fábricas atualmente em operação no Brasil, existem também duas outras unidades: a (i) Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados do Paraná (Fafen-PR), que está em vias de reabertura, e (ii) a Fafen Mato Grosso do Sul (Fafen-MS), cujas obras estão paradas há dez anos.

3.2.5 Metanol

O metanol, também conhecido como álcool metílico, é amplamente utilizado na indústria petroquímica devido à sua versatilidade (ELLIS e TANNEBERGER 2015). Sendo o álcool mais simples, é um líquido à temperatura ambiente, leve, volátil, incolor e inflamável, com um odor característico semelhante ao do etanol. No entanto, é altamente tóxico e inadequado para consumo humano (HUANG 2015).

A produção de metanol ocorre principalmente por meio da hidrogenação do monóxido de carbono na indústria química e petroquímica, utilizando predominantemente gás natural como matéria-prima. O processo envolve a reforma a vapor do gás natural para produzir uma mistura de monóxido de carbono e hidrogênio, que são recombinações sobre um catalisador para formar metanol e água (CNI 2022).

O metanol é, então, convertido em formaldeído, um produto amplamente utilizado em diversas áreas, especialmente na produção de polímeros. Além disso, serve como precursor das metilaminas simples, empregadas em produtos farmacêuticos, pesticidas e solventes, dos halogenetos de metila, utilizados em vários processos químicos, como na produção de silicone e anestésicos locais, e dos éteres metílicos, usados na produção de agentes de metilação (CNI 2022).

A produção de metanol utilizando hidrogênio de baixo carbono é vista como uma alternativa promissora para a descarbonização. O processo envolve a reação do hidrogênio com o dióxido de carbono para formar metanol de baixo carbono, que pode ser usado como combustível e como matéria-prima para sintetizar hidrocarbonetos e seus produtos, além de ser uma alternativa para armazenamento de energia (IRENA 2021b).

Uma das grandes vantagens de converter hidrogênio de baixo carbono em metanol é que o processo não exige o desenvolvimento de uma infraestrutura nova e extremamente cara, nem enfrenta as barreiras de segurança associadas ao uso direto do hidrogênio. No entanto, o metanol de baixo carbono é significativamente mais caro que sua variante tradicional, pois sua produção e uso requerem a combinação de tecnologias que ainda não atingiram economias de escala e rendimentos atrativos (MME 2019).

O metanol verde, também conhecido como e-metanol, é um eletrocombustível produzido a partir de hidrogênio verde e dióxido de carbono capturado ou biogênico estudado para uso em setores de difícil descarbonização, como a aviação e a navegação.

Ambos os setores estão empenhados em desenvolver tecnologias que minimizem as emissões, incluindo melhorias nos sistemas de propulsão para garantir a eficiência no uso de combustíveis com baixo teor de carbono (HYDROGEN COUNCIL 2021).

No setor de transporte rodoviário, o uso de metanol como combustível em larga escala é observado principalmente na China, onde é empregado em motores de carros de passeio (DNV GL 2016). No setor marítimo, embora sua adoção ainda seja limitada, já existem alguns navios que utilizam o composto como combustível. Terminais de abastecimento estão presentes em diversos locais, principalmente na Europa, costa leste da América do Norte e China (DNV GL 2020).

No Brasil, existem dois terminais de pequena escala: um no porto de Santos e outro no de Paranaguá (DNV GL 2020). VIANA (2023) avaliou um corredor verde¹² entre Brasil e China para o transporte marítimo de minério de ferro com o uso de biometanol¹³, demonstrando uma redução de 37% nas emissões de CO₂eq. O estudo indicou custos adicionais de 9% a 25% em comparação com combustíveis convencionais e a necessidade de um preço de carbono entre 360 e 500 USD/tCO₂eq para que o projeto atingisse viabilidade econômica.

Atualmente, o Brasil se destaca como o maior produtor mundial de biodiesel via rota metílica, o que o posiciona como um importante consumidor de metanol. Com o aumento na produção de biodiesel, a demanda por metanol pelo país tende a crescer significativamente. Além dessa demanda, o metanol é comercializado como produto básico, sendo usado como matéria-prima e intermediário químico para a síntese de diversos compostos na indústria (EPE 2019b).

No entanto, desde 2016, não há produção de metanol no Brasil, devido a dificuldades relacionadas à disponibilidade e ao custo do gás natural. A capacidade produtiva do país era limitada, atendendo a menos de um terço da demanda interna. Atualmente, todo o metanol consumido no Brasil é importado de países como Trinidad e Tobago, Chile e Venezuela (EPE 2019b).

¹² O conceito de "corredor verde" refere-se ao estabelecimento de rotas comerciais específicas entre importantes redes portuárias, nas quais a disponibilidade de combustíveis de emissão zero é comprovada e onde os agentes da indústria e os governos envolvidos estão comprometidos em investir em estratégias de descarbonização para o transporte marítimo ao longo dessas rotas (VIANA 2023).

¹³ O biometanol é uma versão renovável do metanol, produzido a partir de biomassa em vez de fontes fósseis como o gás natural (VIANA 2023).

3.2.6 Combustíveis marítimos

Globalmente, o setor de transporte marítimo é responsável por cerca de 3% das emissões de gases de efeito estufa (DNV 2023). Como o setor não foi incluído no Acordo de Paris, a Organização Marítima Internacional (IMO) aprovou em 2018 o primeiro acordo mundial para a redução das emissões de GEE da navegação internacional, trazendo uma meta climática para o setor pela primeira vez na história: as emissões dos países-membros deveriam ser reduzidas em 50% até 2050 em relação ao ano de 2008. Visando o cumprimento do objetivo, a IMO estabeleceu medidas técnicas e operacionais: índices de eficiência energética para navios existentes (EEXI) e indicadores de intensidade de carbono (CII)¹⁴ (DNV 2022).

Em 2023, a IMO revisou sua estratégia de redução das emissões do transporte marítimo, redefinindo sua ambição: atingir o *net zero* em 2050, considerado o ciclo de vida dos combustíveis utilizados e não apenas às emissões diretas. Com o objetivo de monitorar esse compromisso, foram estabelecidos “pontos de verificação indicativos”. Até 2030, a redução anual de emissões de GEE da navegação internacional deve chegar a pelo menos 20%, almejando 30%, em relação a 2008 e a pelo menos 70%, visando 80%, em 2040 (ICCT 2023).

Foram estabelecidas também outras metas intermediárias. Até 2030, a IMO visa reduzir a intensidade de carbono em ao menos 40% em relação aos níveis de 2008, sendo a meta até 2050, de 70%. Além disso, a IMO pretende adotar tecnologias, combustíveis e fontes de energia com emissão zero ou quase zero de GEE para representar pelo menos 5%, buscando 10%, da energia usada pelo transporte marítimo internacional até 2030 (ICCT 2023).

Diversas medidas para auxiliar o cumprimento desses objetivos vêm sendo estudadas, dentre elas um elemento técnico que funcionaria como um padrão de combustível marítimo com o objetivo de regular a redução gradual da intensidade de GEE dos combustíveis navais; e um elemento econômico, com base em um mecanismo

¹⁴ O EEXI (Índice de Eficiência Energética para Navios Existentes) define limites mínimos de eficiência energética para embarcações, e o CII (Indicador de Intensidade de Carbono) avalia anualmente o desempenho operacional de um navio com base na quantidade de CO₂ emitida por tonelada de carga transportada por milha náutica (DNV 2022).

marítimo de precificação das emissões de GEE. Ambas medidas funcionariam como complemento às medidas técnicas que já vigoram (ICCT 2024).

O elemento técnico, intitulado *GHG Fuel Standard* estabelece que as embarcações deverão limitar a intensidade de GEE da energia utilizada a bordo, considerando o ciclo de vida do combustível (do poço ao tanque - *WtW*), a um determinado valor-limite em período de vigência anual (GFS, medido em gCO₂e/MJ). Para reduzir o risco de perturbação do comércio marítimo, um mecanismo de flexibilização permitirá que navios utilizando combustíveis com a intensidade de emissões do combustível acima do GFS continuem operando utilizando Flexibility Compliance Units (FCUs), que poderão ser utilizados entre navios da mesma empresa ou poderão ser comercializados (ICCT 2024).

Os combustíveis utilizados na navegação podem ser divididos em dois grupos principais: o bunker, também conhecido como Intermediate Fuel Oil (IFO) ou óleo combustível marítimo (OCM), e o marine gasoil (MGO), conhecido como diesel marítimo. O bunker é o combustível predominante na cabotagem, usado principalmente nos motores de propulsão de navios de grande porte. Sua classificação depende da viscosidade cinemática, sendo produzido nas refinarias através da mistura de óleo diesel com óleo combustível. Já o diesel marítimo é escolhido para embarcações de porte médio e pequeno, derivando de frações mais leves do petróleo durante o refino, e possui características de qualidade distintas do bunker (MME 2019).

Recentemente, a ANP revisou a Resolução nº 903/2022, autorizando a comercialização de combustível marítimo com até 24% v/v de biodiesel. Essa autorização veio após diferentes testes, nos quais o bunker com adição de biodiesel, em concentrações variando de 10% a 24%, demonstrou não comprometer o desempenho dos motores e demais sistemas operacionais das embarcações, além de indicar uma significativa redução nas emissões de gases de efeito estufa, contribuindo para o cumprimento das metas de descarbonização do setor marítimo (ANP 2024a).

Diversos estudos visando examinar a viabilidade de combustíveis marítimos mais limpos em termos técnicos de produção, redução de emissões e testes em motores marítimos vêm sendo realizados. A adoção de combustíveis alternativos pode requerer adaptações nos navios e portos, tais como modificação do espaço destinado aos tanques de combustível e dos motores, substituição de materiais e outras alterações como o

reforço de tubulações e a criação de espaços para ventilação de gases (DENIZ e ZINCIR 2016).

WEI (2021) realizou uma análise da literatura técnica a respeito da necessidade de adaptação das embarcações e portos em função de diferentes aspectos relacionados aos diferentes combustíveis alternativos. Foram avaliados os seguintes combustíveis: gás natural liquefeito (GNL), metanol, amônia, biodiesel, óleo vegetal direto (SVO), óleo vegetal hidrotratado (HVO), e óleo de pirólise hidrotratado (HPO). Dentre esses combustíveis, o metanol, a amônia, o HVO e HPO possuem o hidrogênio como um dos produtos empregados em seu processo produtivo.

De acordo a avaliação do autor, o biodiesel, SVO e, principalmente, o HVO se destacam devido aos critérios de adaptação do motor, alimentação, armazenamento e abastecimento. Considerando que entre os combustíveis destacados, o HVO é o único que utiliza o hidrogênio em seu processo produtivo e é o combustível de melhor qualidade (número de cetanas, densidade, estabilidade química) (SZETO e LEUNG 2022), o presente trabalho optou por fazer a avaliação do seu potencial como combustível marítimo, considerando a utilização do hidrogênio produzido a partir da eletrólise via geração de energia elétrica das eólicas *offshore* (WEI 2021).

O HVO é produzido pelo processo de hidrotratamento de óleos de origem vegetal e de gordura animal (SZETO e LEUNG 2022). Este método é uma das principais vias para a produção de diesel verde, um combustível renovável que se distingue por sua composição de hidrocarbonetos com estrutura química similar a dos combustíveis fósseis convencionais, sendo um combustível "*drop-in*". Além do HVO, o diesel verde pode ser derivado por uma variedade de processos. Entre as demais alternativas estão a síntese Fischer-Tropsch proveniente de fontes renováveis e de processos fermentativos; a hidrotermólise catalítica aplicável a óleos vegetais, gorduras animais e ácidos graxos oriundos de biomassa; e a oligomerização de álcoois (EPE 2022c).

A escolha de analisar o potencial do HVO é reforçada pelo projeto do Governo Federal, conhecido como o “Programa do Combustível do Futuro”. Este projeto engloba diversas ações que visam fomentar a mobilidade sustentável com baixa emissão de carbono, contribuindo desta forma para que o Brasil alcance os objetivos globais de redução de emissão de gases do efeito estufa (GEE). Entre as diferentes questões

abordadas, o texto propõe a criação do Programa Nacional do Diesel Verde (PNDV) (CÂMARA DOS DEPUTADOS 2024).

O PNDV tem como objetivo a diminuição da dependência externa de diesel derivado de petróleo, através da incorporação gradual do diesel verde à matriz de combustíveis do país. Para determinar a porcentagem obrigatória de adição ao diesel convencional, o PNDV propõe que o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) analisará as condições de oferta do produto, considerando a disponibilidade de matéria-prima, capacidade e localização. Além disso, o CNPE deverá avaliar o impacto da participação mínima obrigatória no preço para o consumidor final e a competitividade do diesel verde produzido nacionalmente no mercado internacional (CÂMARA DOS DEPUTADOS 2024).

SZETO e LEUNG (2022) destacam que não existem barreiras técnicas em relação à produção do HVO, no entanto, também não existe regulação específica para seu uso (EPE 2017). A etapa de hidrotratamento onera o processo, gerando uma falta de competitividade com seus similares de origem fóssil (diesel mineral) ou vegetal (biodiesel). Além disso, o alto custo do óleo vegetal utilizado como matéria-prima, somado aos elevados custos operacionais do processo de hidrotratamento, torna a inserção do HVO no mercado brasileiro ainda mais desafiadora. Como o HVO é classificado internacionalmente como um biocombustível avançado, é fundamental a implementação de incentivos que promovam seu desenvolvimento e adoção no país.

Embora a tecnologia de produção do diesel verde seja dominada e já desenvolvida pela Petrobras (PETROBRAS 2024)¹⁵, a falta de uma regulação específica para seu uso e o alto valor do óleo utilizado como matéria-prima representam obstáculos significativos para sua adoção na matriz energética brasileira. Esses desafios dificultam sua integração, apesar de sua crescente aceitação no mercado internacional. Portanto, é essencial implementar medidas regulatórias e incentivos adequados para promover o uso do HVO no Brasil, aproveitando seu potencial como uma alternativa sustentável e avançada de biocombustível.

¹⁵ A Petrobras implementou em suas refinarias uma tecnologia capaz de processar diesel de petróleo junto com conteúdo renovável, como óleo vegetal ou gordura animal. O resultado dessa mistura é o Diesel R, que atende à legislação para diesel C, categoria criada pela ANP em 2024, conforme a Resolução ANP nº 968, de 30 de abril de 2024 (PETROBRAS 2024).

Devido às características similares às do diesel, a utilização do HVO em embarcações não exigiria alterações significativas no sistema de armazenamento e nos motores, apesar da necessidade de testes adicionais para verificar seu efeito na pulverização dos mesmos (NO 2014). Cabe salientar que o HVO já é utilizado comercialmente no setor de transportes. No entanto, o mercado desse combustível no setor marítimo apresenta alguns pontos negativos a serem considerados, como o alto preço de produção, que o torna mais atraente para o setor rodoviário e de aviação (WEI 2021).

4. Metodologia

Neste capítulo, detalha-se a metodologia utilizada para a avaliação do potencial mercado de hidrogênio verde a partir de eólicas *offshore*. Os *hubs* de hidrogênio verde foram mapeados seguindo uma abordagem estruturada, conforme ilustrado na Figura 3.

Inicialmente, foi feita a identificação dos *hotspots* de produção de hidrogênio verde, utilizando a geração de energia eólica *offshore* como fonte de eletricidade. Em paralelo, foram identificados os potenciais consumidores de hidrogênio verde, analisando setores e regiões com alta demanda e capacidade de utilização deste recurso. A convergência dessas duas etapas levou ao mapeamento dos *hubs* de hidrogênio verde, onde a produção e o consumo são conciliados. É relevante mencionar que o objetivo do presente trabalho era avaliar *hubs* de oferta e demanda de H₂, focando no mercado interno e, portanto, não incluindo a exportação de H₂ como um possível mercado consumidor.

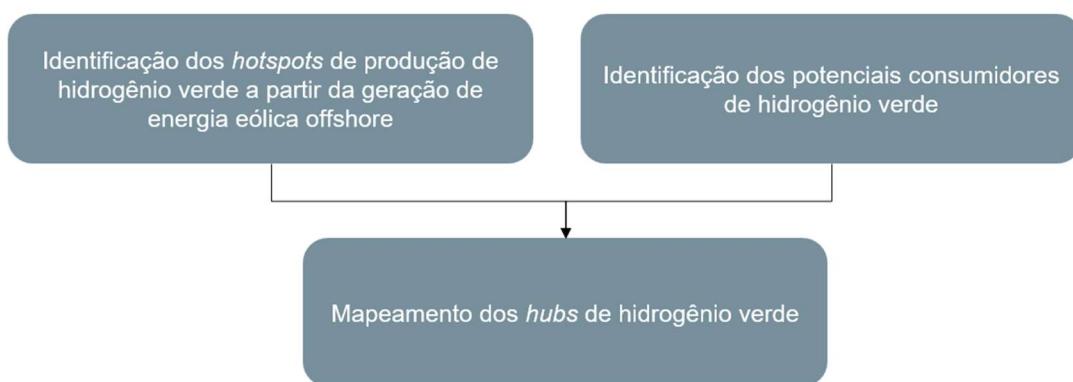


Figura 3. Fluxograma com as etapas metodológicas desenvolvidas no trabalho.

Fonte: Elaboração própria.

Para todo o trabalho de mapeamento e análise espacial, foi utilizada a ferramenta ArcMap do software ArcGIS, que permite a criação, edição e análise de dados geográficos. No processo, foram empregadas ferramentas específicas como a seleção por atributos, que possibilita a filtrar dados conforme critérios definidos; a seleção por localização, que permite identificar elementos geográficos com base na proximidade em relação a outros elementos; e a ferramenta *buffer*, utilizada para criar zonas de influência ao redor dos *hotspots* e consumidores identificados, facilitando a análise espacial e o planejamento estratégico dos *hubs* de hidrogênio verde. Além disso, foi utilizada a ferramenta "*Weighted Central Feature*", que considera as diferentes demandas dos

consumidores para determinar o ponto central ideal, minimizando a distância total de transporte e otimizando a localização da planta de eletrólise.

Este capítulo está divido em três itens, conforme a metodologia: identificação de potenciais *hotspots* de produção de H₂ a partir da geração de energia elétrica de eólicas *offshore* no Brasil (item 4.1), identificação dos potenciais consumidores de hidrogênio verde (item 4.2) e mapeamento dos possíveis *hubs* de hidrogênio verde a partir dos resultados encontrados (item 4.3).

4.1 *Hotspots* de H₂ verde a partir de eólicas *offshore*

Os *hotspots* de produção de H₂ foram identificados a partir do estudo de VINHOZA, et al. (2023), que avaliou o potencial custo da energia eólica *offshore* no Brasil. Os autores combinaram a análise de adequação espacial com um modelo de estimativa de custos, permitindo uma avaliação comparativa do potencial locacional para o desenvolvimento de parques eólicos *offshore*.

O estudo utilizou o conjunto de dados do Global Wind Atlas (GWA) 3.0, baseado em 10 anos de simulações de mesoescala com resolução espacial de 3 km, forçadas com dados de reanálise ERA5. Além disso, a cobertura de recursos eólicos *offshore* foi modelada em uma faixa de 10 a 200 m de altura, atingindo até 200 km da costa. Dessa forma, as áreas preferenciais para geração de energia eólica *offshore* foram determinadas por VINHOZA, et al. (2023) considerando novas informações, resultando em uma reavaliação das regiões mais promissoras para o desenvolvimento e as respectivas estimativas de capacidade instalada concluídas em SILVA (2019).

No estudo anterior, a autora havia mapeado o potencial eólico *offshore* do Brasil, considerando algumas restrições técnicas, ambientais e sociais, a fim de selecionar as melhores áreas para o desenvolvimento da fonte e estimar a capacidade que poderia ser instalada em águas brasileiras no curto e médio prazo (SILVA 2019). No entanto, a metodologia para determinar as áreas preferenciais para a geração de energia eólica *offshore* foram identificadas a partir da aplicação dos mesmos critérios de *siting*¹⁶ para

¹⁶ O *siting* de parques eólicos pode ser realizado através da aplicação de restrições de cunho técnico, ambiental, social e/ou econômico afim de selecionar as áreas viáveis e/ou mais adequadas para a instalação de parques eólicos (SILVA 2019).

avaliação do potencial eólico *offshore* do Brasil em três níveis: bruto, técnico e local, através de exclusões entre um nível e o próximo (VINHOZA, et al. 2023).

A avaliação inicial concentrou-se no ‘potencial bruto’, que abrange todo o recurso eólico *offshore* dentro da jurisdição marítima brasileira. O segundo nível aborda o ‘potencial técnico’, no qual são aplicadas exclusões técnicas ao potencial teórico, relacionadas à tecnologia de aproveitamento do recurso eólico, i.e. à profundidade máxima para a instalação de turbinas eólicas *offshore* e à velocidade mínima do vento para viabilizar a geração de energia (VINHOZA, et al. 2023).

Por fim, o ‘potencial local’ foi derivado da aplicação de exclusões sobre a área do Potencial Técnico, visando à preservação ambiental e das atividades humanas no meio marítimo. A área resultante representa, portanto, a região com maior viabilidade técnica e menor conflito para a instalação de parques eólicos *offshore*, sendo, portanto, mais propícia para o desenvolvimento desses projetos (VINHOZA, et al. 2023).

A estimativa do potencial total de energia gerada considerou a velocidade do vento ao longo do ano e a curva de potência das turbinas. As velocidades médias anuais do vento a 100 m de altura, que é a altura média do rotor das turbinas eólicas *offshore* (SILVA 2019 apud MUSIAL et al., 2016), foram coletadas e multiplicadas pelo índice de velocidade fornecido pelo Global Wind Atlas 3.0 (DTU 2022). A análise de adequação espacial foi realizada utilizando o software *Geographic Information System* (GIS), estimando o potencial eólico em termos de capacidade instalada, em GW. Um fator de densidade de energia de 3 MW/km² foi aplicado, conforme a densidade de energia típica dos parques eólicos *offshore* (VINHOZA, et al. 2023).

Para dimensionar o potencial de produção de hidrogênio verde, a partir da capacidade eólica *offshore* mapeada por VINHOZA, et al. (2023), foi necessário determinar a configuração do sistema de eletrolisadores, que poderia ser *offshore* ou *onshore*. Na primeira configuração, a eletricidade gerada pelas turbinas eólicas é transmitida por uma curta distância até a plataforma do eletrolisador, onde o hidrogênio é produzido, comprimido e transportado para a costa através de um gasoduto. Na segunda configuração, a eletricidade é transmitida para a costa por um cabo elétrico convencional, onde o eletrolisador está localizado, permitindo a produção de hidrogênio em terra (SINGLITICO, ØSTERGAARD e CHATZIVASILEIADIS 2021).

A escolha da configuração é especialmente importante, pois, acima de uma determinada distância da costa, o transporte *offshore* de hidrogênio por gasodutos se torna menos custoso do que a transmissão de eletricidade por cabos submarinos devido às menores perdas de energia associadas ao transporte de gás (GROENEMANS, et al. 2022). No presente trabalho, assumiu-se que a geração elétrica *offshore* seria transmitida por cabos submarinos para a costa, permitindo que a eletrólise fosse realizada em terra (segunda configuração). Portanto, a escolha deste sistema possibilita a análise de *hubs* de hidrogênio em terra.

Segundo CALADO e CASTRO (2021), o ponto de equilíbrio econômico para a configuração *onshore* ocorre quando a transmissão de eletricidade abrange distâncias entre 50 e 100 km da costa. Assim, foram feitas duas estimativas de potencial de produção considerando a capacidade de geração eólica *offshore* em locais situados dentro dessas faixas de distância. O mapeamento da distância da costa no ArcMap foi realizado utilizando a ferramenta de “*seleção por localização*” a partir da linha da costa brasileira.

Os fatores de conversão para a produção de hidrogênio por eletrólise variam na literatura científica, dependendo da eficiência de 1^a Lei dos eletrolisadores e das condições de operação, como temperatura, pressão e pureza da água utilizada. A eficiência dos eletrolisadores, medida em termos de energia consumida por quilograma de hidrogênio produzido, varia conforme o tipo de eletrolisador: os eletrolisadores de membrana de troca de prótons (PEM) geralmente variam entre 50 e 60 kWh/kg H₂, os eletrolisadores alcalinos entre 50 e 70 kWh/kg H₂, e os eletrolisadores de óxido sólido (SOEC) podem atingir até 40 kWh/kg H₂ (WANG, CAO e JIAO 2022). Para o presente trabalho, que visa realizar um mapeamento geral do mercado brasileiro, optou-se por adotar uma eficiência média de 55,5 kWh/kg H₂ (AGORA ENERGIEWENDE 2021).

Os portos foram escolhidos como locais de ancoragem das eólicas *offshore* e da planta de eletrólise devido à infraestrutura já estabelecida, que oferece pontos ideais para a grande capacidade planejada de geração de energia. Além disso, os portos possuem infraestrutura robusta para suportar as operações de manutenção e logística associadas às instalações eólicas *offshore*. Esta infraestrutura também facilita a instalação de plantas de produção de hidrogênio e oferece suporte logístico necessário para o desenvolvimento e expansão das operações de hidrogênio verde (CNI 2022).

Programas europeus, como o *European Green Deal*, e iniciativas específicas, como o H2PORTS, reforçam a relevância dos portos nesse sentido, promovendo a transição para uma economia de baixo carbono e incentivando o uso de hidrogênio em aplicações portuárias e marítimas. Essas iniciativas oferecem incentivos financeiros, tecnológicos e regulatórios que ajudam a consolidar os portos como *hubs* estratégicos para a produção e distribuição de hidrogênio verde (EUROPEAN COMMISSION 2024).

Para a seleção dos portos, foram considerados os principais portos brasileiros de acordo com o MINISTÉRIO DOS TRANSPORTES (2024), considerando a base de dados dos Portos Organizados e Terminais de Uso Privado (ANTAQ, 2024). Primeiramente, foram selecionados aqueles que estavam com a situação “operando” na base de dados. A partir dessa triagem, foram selecionados os portos situados a até 50 km do potencial gerador mapeado, utilizando a ferramenta “*seleção por localização*”.

Para a avaliação da disponibilidade hídrica nos portos, utilizou-se o Índice de Segurança Hídrica (ISH) projetado para o ano de 2035 da Agência Nacional de Águas (ANA 2019). O ISH de 2035 considera apenas a infraestrutura hídrica existente até 2019, mas incorpora as projeções de demanda setorial de uso da água no cenário futuro até 2035 (ANA 2024). O ISH avalia a segurança hídrica de diferentes regiões, considerando a disponibilidade de água, demanda hídrica e vulnerabilidade a eventos extremos. As regiões são classificadas em cinco níveis: “mínimo”, “baixo”, “médio”, “alto” e “muito alto”, sendo o primeiro o pior nível, indicando severas limitações na disponibilidade de água.

Os portos considerados foram sobrepostos aos dados georreferenciados do ISH de 2035 para identificar áreas com baixa segurança hídrica. As regiões classificadas com ISH “baixo” ou “mínimo” foram selecionadas para a instalação de plantas de dessalinização. Dessa forma, foi adicionado um fator de penalidade energética de 0,0456 kWh/kg H₂ ao potencial de geração nesses locais. Esse fator foi estimado de acordo com o fator de consumo de eletricidade de 3 kWh/m³ de água dessalinizada (IDRA 2024), com base na estimativa de consumo de 15,2 litros de água mineral para a produção de 1 kg de hidrogênio verde, considerando o processo de dessalinização (IRENA 2023b).

Embora a inclusão de mais fatores produtivos pudesse indicar outras possíveis restrições, a escolha desse único critério se justifica por sua relevância no processo de eletrólise. Portanto, considerando que os *hotspots* identificados serão analisados

individualmente quanto ao grau de desenvolvimento para a implementação do *hub* de H₂, o dimensionamento do potencial gerador em cada porto avaliado foi estimado aplicando *buffers* radiais referentes aos limites de distância de 50 e 100 km.

4.2 Consumidores de H₂

Inicialmente, foram identificados os potenciais mercados consumidores de hidrogênio verde no país. A avaliação concentrou-se nos setores que já apresentam demanda por hidrogênio, bem como naqueles com maior potencial para desenvolver essa demanda até 2050, conforme discutido no item 3.2, devido ao seu impacto significativo na descarbonização dentro deste horizonte de análise. Entre os setores contemplados estão o refino de petróleo, a produção de amônia e seus derivados, a fabricação de metanol, o setor siderúrgico, a injeção de hidrogênio na rede de gás natural e uso de H₂ para produção de combustíveis marítimos.

A escolha desses setores se justifica por sua importância estratégica e pelo grande potencial de consumo de hidrogênio, conforme discutido na revisão bibliográfica. Recentemente, SHAFIEE e SCHRAG (SHAFIEE e SCHRAG 2024) realizaram uma avaliação detalhada dos custos de abatimento de carbono relacionados ao hidrogênio verde em diversos setores dos Estados Unidos, incluindo o refino de petróleo, a produção de amônia e a siderurgia. De acordo com os autores, esses setores, por serem grandes consumidores de hidrogênio cinza, demonstram uma viabilidade mais imediata para a transição ao hidrogênio verde. O artigo também destaca que os custos de distribuição e armazenamento de hidrogênio nesses setores são relativamente baixos, graças à alta demanda e ao uso contínuo de infraestrutura existente.

Entre os atuais consumidores, o setor de refino de petróleo se destaca, representando aproximadamente 74% do consumo de hidrogênio no Brasil (SZKLO, ULLER e BONFÁ 2012). A produção de amônia e seus derivados, essencial para a fabricação de fertilizantes, é outro grande consumidor mundial (IEA 2021), apesar de não ser tão representativa nacionalmente devido aos altos volumes importados desses produtos. Da mesma forma, a produção de metanol, que é integralmente importado pelo Brasil atualmente, utiliza hidrogênio como matéria-prima fundamental (IRENA 2021b).

O setor siderúrgico foi incluído devido ao seu potencial para consumir grandes quantidades de hidrogênio através da aplicação inovadora de H₂ na produção de aço por

meio da redução direta do minério de ferro (HYDROGEN COUNCIL 2021). Já a injeção de hidrogênio na rede de gás natural é uma das principais apostas para a criação de demanda no curto prazo, podendo reduzir significativamente as emissões de carbono de diversos setores ao aproveitar a infraestrutura de gasodutos existente (EUROPEAN COMMISSION 2020). Por sua vez, a inclusão dos combustíveis marítimos deve-se à avaliação de que os portos serão locais estratégicos para a produção de hidrogênio a partir da geração eólica *offshore*. Assim, entre todos os setores *Power-to-Gas*, o transporte marítimo foi considerado adequado para ser contemplado no âmbito desse estudo.

Embora outros setores, como futuras biorrefinarias, também apresentem grande potencial de consumo de hidrogênio verde, este estudo focou nos setores considerados com maior viabilidade e escala de consumo até 2050. A escolha desses setores visa garantir um consumo âncora, que seja concentrado e significativo, capaz de impulsionar o mercado de hidrogênio verde de forma eficiente e sustentável. Ao direcionar os esforços para áreas com maior viabilidade, identificando os potenciais *hubs*, o estudo busca criar um ambiente propício para o desenvolvimento robusto e acelerado do mercado de hidrogênio verde.

As unidades de produção, locais de consumo e destinos de importação dos setores contemplados foram geolocalizadas para identificar possíveis *hubs* de consumo de H₂. Os potenciais consumos foram estimados com base nas informações de cada unidade consumidora potencial. A obtenção dos dados sobre as instalações de produção e consumo, bem como os destinos de importação, foi realizada com base em informações de acesso público fornecidas por entidades governamentais, associações setoriais e as próprias empresas dos setores considerados.

4.2.1 Refinarias de Petróleo

As informações georreferenciadas das refinarias foram obtidas no site da EPE, juntamente com as capacidades de processamento autorizadas (EPE 2024). A partir do arquivo georreferenciado disponibilizado, foram selecionadas para estudo as refinarias de maior porte. Como essas refinarias já possuem unidades de geração de hidrogênio (UGH), o consumo potencial de H₂ em cada refinaria foi estabelecido com base na capacidade atual de geração das respectivas UGHs (GUEDES 2019). A Tabela 1 apresenta as refinarias consideradas, suas respectivas localizações e capacidade nominal de geração de hidrogênio.

Tabela 1. Refinarias mapeadas e respectivo potencial consumo de H₂ (kNm³/d).

Refinarias	Localização	UGH (kNm³/d)
REPLAN	Paulínia, SP	3.750
RNEST	Ipojuca, PE	3.000
RPBC	Cubatão, SP	2.870
REDUC	Duque de Caxias, RJ	2.267
REPAR	Araucária, PR	1.870
REFAP	Canoas, RS	1.800
REGAP	Betim, MG	1.790
REVAP	São José dos Campos, SP	1.630
REFMAT (RLAM)	São Francisco do Conde, BA	1.360
RECAP	Mauá, SP	550
REAM (REMAN)	Manaus, AM	400

Fonte: Elaboração própria com base em EPE (2024) e GUEDES (2019).

4.2.2 Siderurgia

O Instituto Aço Brasil publica anualmente um anuário estatístico do setor contendo uma lista de usinas existentes e respectivos endereços, assim como a informação a respeito da existência de produção de aço a forno elétrico nessas unidades. No entanto, as informações de produção estão disponíveis apenas a nível empresarial. Portanto, o mapeamento das potenciais unidades consumidoras de H₂ verde foi realizado com base nas informações disponibilizadas pelo instituto (INSTITUTO AÇO BRASIL 2023), e a capacidade nominal de cada unidade foi determinada de acordo com os estudos do setor siderúrgico do Projeto PMR (WAYCARBON 2019). Assim, as fábricas que não estavam contempladas neste estudo não foram consideradas.

Para a estimativa de consumo de H₂, foi utilizado um valor de 63 kg de hidrogênio verde por tonelada de DRI e 12 kg/t para outras aplicações de aquecimento na planta (VON SCHÉELE 2023). A Tabela 2 apresenta as fábricas consideradas, respectivas localizações e capacidade nominal de produção de aço.

Tabela 2. Fábricas de aço mapeadas e respectivas capacidades de produção de aço (t/ano).

Fábrica	Localização	Capacidade (t/ano)
Aperam South America	Timóteo, MG	400.000
ArcelorMittal Aços Longos	Juiz de Fora, MG	1.100.000
ArcelorMittal Aços Longos	Piracicaba, SP	1.100.000
ArcelorMittal Sul Fluminense	Barra Mansa, RJ	700.000
ArcelorMittal Sul Fluminense	Resende, RJ	1.000.000
Cia. Siderúrgica Nacional - CSN	Volta Redonda, RJ	500.000
Gerdau Aços Especiais	Mogi das Cruzes, SP	500.000
Gerdau Aços Especiais	Pindamonhangaba, SP	800.000
Gerdau Aços Especiais	Charqueadas, RS	500.000
Gerdau Aços Longos - Açonorte	Recife, PE	350.000
Gerdau Aços Longos	Araçariguama, SP	900.000
Gerdau Aços Longos - Usina Cearense	Maracanaú, CE	140.000
Gerdau Aços Longos - Cosigua	Rio de Janeiro, RJ	1.100.000
Gerdau Aços Longos	Guaíra, PR	500.000
Gerdau Aços Longos	Riograndense, RS	500.000
Sinobras	Marabá, PA	400.000
SIMEC	Cariacica, ES	600.000

Fonte: Elaboração própria com base em INSTITUTO AÇO BRASIL (2023) e WAYCARBON (2019).

4.2.3 Gás Natural

Considerou-se que o H₂ poderia ser injetado na malha integrada de gás natural, atendendo às especificações dos dutos e consumidores. A mistura de H₂ nos dutos de gás natural foi estabelecida de acordo com parâmetros termodinâmicos (em particular o Índice de Wobbe), optando-se conservadoramente por uma mistura de 10% v/v de H₂, que representa um valor intermediário dentro da faixa de 2% a 20% mencionada na literatura (FRAUNHOFER IEE 2022).

As informações georreferenciadas dos pontos de injeção de gás natural foram obtidas no site da EPE (2024), enquanto os respectivos volumes movimentados foram extraídos do site da ANP (2024b). Considerou-se a média de volume injetado de 2020 a 2023, os únicos anos com informações detalhadas disponíveis. O consumo de gás natural das refinarias e Fábricas de Fertilizantes (FAFENs) supridos pela malha integrada não foi excluído desse quantitativo, pois considerou-se que esse volume seria destinado a outros

consumidores. A Tabela 3 apresenta os pontos de injeção, respectivas localizações e volumes de gás injetado.

Tabela 3. Pontos de entrega de gás natural mapeados e respectivo volume de gás natural injetado (Nm³/ano).

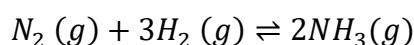
Pontos de injeção	Localização	Volume (Nm³/ano)
UTGSUL	Anchieta, ES	167.229.773
UPGN Atalaia	Aracaju, SE	11.121.310
PTR Cáceres	Cáceres, MT	223.276.807
UTGCA	Caraguatatuba, SP	2.641.570.043
PTR GNL Pecém	Caucaia, CE	377.953.007
Polo de Processamento de Arara	Coari, AM	2.553.276.433
REDUC I	Duque de Caxias, RJ	122.902.82
PTR Guamaré I	Guamaré, RN	231.249.763
UTGC	Linhares, ES	1.278.660.290
PTR Paulínia	Paulínia, SP	115.637.750
UPGN Alagoas	Pilar, AL	130.691.083
UPGN Santiago	Pojuca, BA	2.876.823.150
PTR GNL Baía de Guanabara	Rio de Janeiro, RJ	9.094.198.880
PTR São Francisco do Conde	São Francisco do Conde, BA	3.293.473.290
PTR São Sebastião do Passé	São Sebastião do Passé, BA	951.051.150

Fonte: Elaboração própria com base em EPE (2024) e ANP (2024a).

4.2.4 Amônia e derivados

Dado que 95% do consumo de amônia e seus derivados no país é importado (EPE 2023a), o mapeamento do mercado consumidor levou em conta não apenas as FAFENs (item 4.2.4.1), mas também a importação de amônia, fosfato de monoamônio, fosfato de diamônio, ureia, sulfato de amônio e nitrato de amônio (item 4.2.4.2), que são os principais produtos nitrogenados utilizados no setor agrícola para a produção de fertilizantes (GLOBAFERT 2023).

O respectivo consumo de H₂ foi calculado de acordo com as equações estequiométricas de formação de cada produto. Para a síntese da amônia, são necessários três mols de H₂ (massa molar = 2g) para formação de dois mols de amônia (NH₃) (massa molar = 17g), conforme reação a seguir:



Portanto, para produção de uma tonelada de amônia, é necessário aproximadamente 176,5 kg de H₂.

A formação de fosfato de monoamônio (MAP) (massa molar = 115g) se dá pela reação de um mol de NH₃ com um mol de ácido fosfórico, conforme reação a seguir:

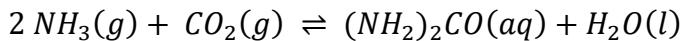


Já a formação de fosfato de diamônio (DAP) (massa molar = 132g) se dá pela reação de dois mols de NH₃ com um mol de ácido fosfórico, conforme reação a seguir:



Dessa forma, considerando que é necessário aproximadamente 176,5 kg de H₂ para produção de uma tonelada de amônia, verifica-se que para a produção de uma tonelada de MAP sejam necessários aproximadamente 26 kg de H₂, enquanto para a produção de uma tonelada de DAP são necessários cerca de 45 kg de H₂.

Por sua vez, a formação da ureia (massa molar = 60g) se dá pela reação de dois mols de NH₃ com CO₂, conforme reação a seguir:



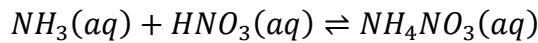
Dessa forma, considerando que é necessário aproximadamente 176,5 kg de H₂ para produção de uma tonelada de amônia, para produção de uma tonelada de ureia, é necessário aproximadamente 100 kg de H₂.

De forma semelhante, a formação do sulfato de amônio (massa molar = 132g) se dá através da reação da amônia com o ácido sulfúrico, conforme reação a seguir:



Portanto, para produção de uma tonelada de sulfato de amônio, é necessário aproximadamente 45 kg de H₂.

Por fim, a formação do nitrato de amônio (massa molar = 80g) se dá através da reação da amônia com o ácido nítrico (massa molar = 63g) que, por sua vez, se dá através da reação da amônia, conforme reações a seguir:



Portanto, para produção de uma tonelada de nitrato de amônio é necessário primeiramente 71,43 kg de H₂ para formação do ácido nítrico e, posteriormente, 37,5 kg de H₂ para formação do nitrato de amônio, totalizando 109 kg de H₂.

4.2.4.1 FAFENs

O Brasil conta com duas empresas que produzem fertilizantes nitrogenados internamente: a Yara, com uma fábrica em Cubatão, São Paulo, e a Unigel, que opera duas fábricas no país. A Unigel arrendou as plantas da Petrobras em Sergipe e na Bahia, ampliando sua capacidade de produção de fertilizantes através deste acordo. As informações de produção e localização de cada FAFEN foram retiradas do Anuário OGF 2023 (GLOBALFERT 2023) e estão apresentadas na Tabela 4.

Tabela 4. FAFENs e respectivas capacidades de produção de cada produto (t/ano).

Fábrica	Localização	Ureia	Amônia	S. de amônio	N. amônio
Yara Cubatão	São Paulo, SP		211.000		416.000
Unigel SE	Laranjeiras, SE	650.000		320.000	
Unigel BA	Camaçari, BA	475.000		450.000	

Fonte: Elaboração própria com base em GLOBALFERT (2023).

4.2.4.2 Importação de amônia e derivados

Os destinos dos produtos importados foram mapeados utilizando o portal COMEX STAT do Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços (BRASIL 2023). A localização de cada destino alfandegário foi definida de acordo com os endereços fornecidos pelo portal da Receita Federal (MINISTÉRIO DA FAZENDA 2024). Além da própria amônia, foram incluídos os produtos derivados, com exceção do ácido nítrico, devido aos volumes insignificantes¹⁷. Para dimensionar o mercado consumidor, considerou-se o maior volume importado de cada produto nos últimos dez anos. Os destinos cuja importação dos produtos resultaria em um consumo menor do que 5 mil toneladas de H₂ foram desconsiderados. A Tabela 5 apresenta os destinos e respectivos volumes importado.

¹⁷ De acordo com os dados do portal COMEX STAT do Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços (BRASIL 2023), o volume máximo de importação de ácido nítrico nos últimos dez anos, considerando todos os destinos alfandegários, foi inferior a 10.000 toneladas.

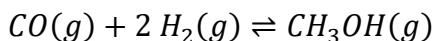
Tabela 5. Destinos alfandegários mapeados e respectivos volumes importados de amônia, ureia, nitrato de amônio e sulfato de amônio (t/ano).

Porto	Localização	Amônia	MAP	DAP	Ureia	S. de amônio	N. amônio
Santos	Santos, SP	478.127	467.698	-	1.656.779	1.154.007	1.133.917
Paranaguá	Paranaguá, PR	-	1.163.601	155.803	1.857.266	1.653.186	434.877
Rio Grande	Rio Grande, RS	8.400	817.605	208.542	1.156.396	374.600	32.992
São Francisco Do Sul	São Francisco do Sul, SC	-	112.601	-	1.509.833	187.662	22.180
Vitoria	Vitória, ES	-	253.917	-	697.703	294.449	-
São Luis	São Luís, MA	-	329.912	-	388.510	359.412	-
Salvador	Salvador, BA	56.085	175.992	-	262.098	250.807	-
Imbituba	Imbituba, SC	-	24.416	-	435.806	93.130	-
Belém	Belém, PA	-	106.667	-	244.772	190.088	-
Santarém	Santarém, PA	-	71.580	-	191.257	205.660	-
Porto Alegre	Porto Alegre, RS	-	78.231	-	173.507	31.124	31.400
Corumbá	Corumbá, MS	-	-	-	168.793	-	-
Recife	Recife, PE	-	23.492	-	28.969	103.353	26.900
Manaus	Manaus, AM	-	-	-	63.307	59.502	-
Sergipe	Aracaju, SE	-	-	-	45.586	91.842	-
Maceió	Maceió, AL	-	42.223	-	23.629	64.511	9.756
Aratu	Candeias, BA	-	41.906	-	37.628	38.958	-
Barcarena	Barcarena, PA	-	27.047	-	39.454	40.818	-

Fonte: Elaboração própria com base em BRASIL (2023) e MINISTÉRIO DA FAZENDA (2024).

4.2.5 Metanol

Como o Brasil não produz metanol desde 2016 (EPE 2019b), os destinos do produto importado também foram mapeados utilizando dados do portal COMEX STAT, do Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços (BRASIL 2023). O respectivo consumo de H₂ foi calculado conservadoramente, de acordo com a equação estequiométrica de formação do metanol a seguir:



Em síntese, para cada mol de metanol (massa molar = 32 g), são necessários dois mols de H₂. Dessa forma, para produção de uma tonelada de metanol, é necessário 125 kg de H₂.

A geolocalização de cada unidade alfandegária foi definida de acordo com o endereço que consta no portal da Receita Federal (MINISTÉRIO DA FAZENDA 2024). Para dimensionamento do mercado consumidor, também foi considerado o maior volume importado nos últimos dez anos. Da mesma forma, os destinos cuja importação resultaria em um consumo menor do que 5 mil toneladas de hidrogênio foram desconsiderados. A Tabela 6 apresenta os destinos e respectivos volumes importados.

Tabela 6. Destinos alfandegários mapeados e respectivo volume importado de metanol (t/ano).

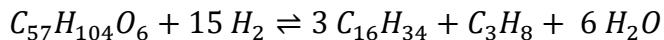
Porto	Localização	Metanol (t)
Paranaguá	Paranaguá, PR	1.044.940
Santos	Santos, SP	230.621
Rio Grande	Rio Grande, RS	102.869
Aratu	Candeias, BA	23.197
Salvador	Salvador, BA	84.092

Fonte: Elaboração própria com base em BRASIL (2023) e MINISTÉRIO DA FAZENDA (2024).

4.2.6 Diesel verde

Para dimensionar o mercado consumidor de diesel verde (HVO) no setor de transporte marítimo no Brasil, considerou-se o blend de 30% (v/v) do HVO com óleo combustível ou óleo diesel, conforme regulamentado pela EN590 (WEI 2021)¹⁸. O volume de combustível marítimo consumido no país foi extraído do Balanço Energético Nacional (EPE 2024), tendo sido utilizada a média dos últimos 10 anos.

O consumo de H₂ para a produção de diesel verde pode variar conforme o tipo de óleo vegetal utilizado e seu grau de insaturação. O fator de consumo de H₂ adotado foi baseado na reação de produção do HVO pela rota HDO, descrita por SZETO E LEUNG (2022). Assumindo o óleo de soja como o triglicerídeo processado, a demanda de hidrogênio foi estimada de acordo com a reação:



Considerando a massa molar do alcano (226 g) e a massa molar do hidrogênio, são necessários 15 moles de H₂ para produzir 3 moles de C₁₆H₃₄ (678 g), o que resulta em uma razão mássica de aproximadamente 0,044 toneladas de H₂ por tonelada de HVO. Importa salientar que neste trabalho busca-se obter valores em ordem de grandeza e o valor está próximo ao fator de consumo de 0,042 toneladas de hidrogênio por tonelada de HVO mencionado no estudo de NIKANDER (2008).

O consumo resultante foi distribuído pelos principais polos de abastecimento marítimo de acordo com a proporção relatada em EPE (2019). As localizações desses polos foram determinadas através dos registros da ANTAQ (2024). A Tabela 7 a seguir apresenta os polos de abastecimento e os respectivos volumes consumidos de combustíveis marítimos.

¹⁸A norma EN590 é aplicável principalmente na União Europeia, mas também pode ser adotada por outros países europeus fora da UE, além de regiões que seguem normas europeias para combustíveis. Dessa forma, ela foi considerada porque permite uma mistura maior de biocombustível do que a regulamentação internacional ISO 8217:2017, que limitava a inclusão a até 7% v/v. Com a atualização da norma ISO 8217 para a versão de 2024, agora é permitida a inclusão de até 100% de biocombustível em combustíveis marítimos.

Tabela 7. Portos e volume de combustível abastecido (m³/ano).

Porto	Localização	Combustível marítimo (m³)
Manaus	Manaus, AM	16.110
Belém	Belém, PA	20.138
São Luís	São Luís, MA	40.275
Fortaleza	Fortaleza, CE	20.138
Recife	Recife, PE	20.138
Maceió	Maceió, AL	20.138
Salvador	Salvador, BA	140.963
Vitória	Vitória, ES	100.688
Rio de Janeiro	Rio de Janeiro, RJ	443.028
Angra	Angra dos Reis, RJ	60.413
São Sebastião	São Sebastião, SP	80.550
Santos	Santos, SP	684.679
Paranaguá	Paranaguá, PR	201.376
Rio Grande	Rio Grande, RS	201.376

Fonte: Elaboração própria com base em EPE (2024), EPE (2019) e ANTAQ (2024).

4.3 Hubs de hidrogênio verde

A partir da identificação dos *hotspots* de produção e dos potenciais consumidores de hidrogênio, foram realizadas duas análises distintas para o mapeamento dos *hubs* de hidrogênio verde. A primeira análise avaliou os consumidores mapeados como possíveis locais para a instalação das plantas de eletrólise. Já a segunda análise considera os portos selecionados no mapeamento dos *hotspots* de H₂ verde como potenciais locais para a instalação das plantas de eletrólise. Assim, enquanto a primeira análise se baseia na proximidade com os consumidores, a segunda está centrada na viabilidade da produção de H₂ verde.

4.3.1 Hubs mapeados a partir do consumo

Primeiramente, utilizou-se a ferramenta de ‘seleção por localização’ para determinar o potencial mercado consumidor em diferentes distâncias dos potenciais parques eólicos. As distâncias consideradas para essa análise foram: 50 km, 100 km, 250 km, 500 km e 1.000 km. O resultado do potencial mercado consumidor a estas distâncias foi então avaliado em relação à potencial geração de hidrogênio a 50 km e a 100 km da

costa, conforme estimado anteriormente (item 4.1), nas três regiões com potencial mapeado.

O local de instalação da planta de eletrólise para a primeira análise foi determinado utilizando a ferramenta "*Weighted Central Feature*", que considera as diferentes demandas dos consumidores para encontrar o ponto central ideal, minimizando a distância total de transporte. Essa abordagem é importante, pois o custo do transporte de hidrogênio pode ser significativo, influenciando diretamente a viabilidade econômica do *hub*. Conforme discutido anteriormente, a literatura indica que a infraestrutura necessária para o transporte de hidrogênio em longas distâncias, como gasodutos e veículos de transporte, pode representar uma parcela considerável dos custos operacionais desse tipo de projeto (MASMA 2023; IEA 2023; IRENA 2020).

A ferramenta "*Weighted Central Feature*" permite a utilização dos métodos de distância 'Euclidiana' e 'Manhattan'. O método de distância 'Euclidiana', que mede a distância em linha reta (Equação 1), foi utilizado para a maior distância (1.000 km), em que foi considerado que o transporte seria feito por gasodutos, enquanto o método de distância 'Manhattan', que soma as distâncias horizontais e verticais seguindo uma grade (Equação 2), foi empregada para as demais distâncias, onde foi considerado que o transporte por caminhão seria predominante, conforme discutido por YANG, et al. (2023).

Equação 1:

$$d_E = \sqrt{(x_2 - x_1)^2 + (y_2 - y_1)^2}$$

Onde:

d_E : Distância Euclidiana entre os dois pontos, em quilômetros (km);

x_1, y_1 : Coordenadas do ponto de origem, em quilômetros (km);

x_2, y_2 : Coordenadas do ponto de destino, em quilômetros (km).

Equação 2:

$$d_M = |x_2 - x_1| + |y_2 - y_1|$$

Onde:

d_M : Distância Manhattan entre os dois pontos, em quilômetros (km)

x_1, y_1 : Coordenadas do ponto de origem, em quilômetros (km);

x_2, y_2 : Coordenadas do ponto de destino, em quilômetros (km).

4.3.2 *Hubs* mapeados a partir da produção

A segunda análise foi realizada a partir dos portos selecionados (item 4.1), que foram considerados como potenciais locais de instalação da planta de eletrólise. De forma similar à primeira análise, a potencial geração de hidrogênio verde nas distâncias de 50 km e 100 km destes portos foi analisada em relação ao consumo potencial nas distâncias de 50 km, 100 km, 250 km, 500 km e 1.000 km. O mapeamento foi feito individualmente para cada porto, de forma que os portos próximos apresentam sobreposição tanto em relação ao potencial de geração de hidrogênio quanto no potencial mercado consumidor.

A metodologia descrita neste capítulo forneceu a base para a identificação dos potenciais *hotspots* de produção de hidrogênio verde a partir de eólicas *offshore*, além de possibilitar o mapeamento dos principais consumidores, com o objetivo de delinear os possíveis *hubs* de H₂ verde. Com essa fundamentação, o próximo capítulo se concentrará na apresentação e análise detalhada dos resultados obtidos.

5. Resultados

Após detalhado o procedimento metodológico, neste capítulo são apresentados os potenciais *hotspots* de produção de H₂ a partir da geração de energia eólica *offshore* no Brasil (item 5.1) e os potenciais consumidores de hidrogênio verde (item 5.2). A partir dos resultados encontrados, exploram-se os possíveis *hubs* de H₂ verde no tópico 5.3. Por fim, no tópico 5.4, é realizada uma discussão dos principais resultados, ressaltando-se os pontos mais relevantes nas análises realizadas.

5.1 Potenciais *hotspots* de geração de hidrogênio verde

A partir do mapeamento do potencial eólico *offshore*, foram identificadas três regiões com grande capacidade geradora: uma no Nordeste, que se estende do Maranhão à Paraíba; outra no Sudeste, abrangendo do Espírito Santo ao litoral paulista; e uma no Sul do país, começando em Santa Catarina até o limite do Rio Grande do Sul. O potencial mapeado nessas três regiões totaliza aproximadamente 489.292 GWh por ano, o que permitiria a produção de 8,8 milhões de toneladas de hidrogênio.

As delimitações do potencial eólico *offshore* a 100 e 50 km da costa reduziram a geração potencial de hidrogênio para 6,19 milhões e 3,34 milhões de toneladas, respectivamente. A região Nordeste é a menos afetada pela restrição de distância da costa, enquanto a região Sudeste vê seu potencial reduzido a quase um terço e a região Sul a quase um quarto quando considerada a distância limite de 50 km. Ainda assim, o potencial no Sul do país se mantém como o maior em ambas as delimitações. A Tabela 8 e a Figura 4 resumem os potenciais mapeados às duas distâncias da costa.

Tabela 8 - Potencial geração de hidrogênio a determinada distância da costa (t/ano).

Área	Total	100 km	50 km
Nordeste	1.834.390	1.818.819	1.292.640
Sudeste	1.973.104	1.484.886	675.383
Sul	5.008.572	2.885.502	1.375.098
Total	8.816.065	6.189.207	3.343.121

Fonte: Elaboração própria.

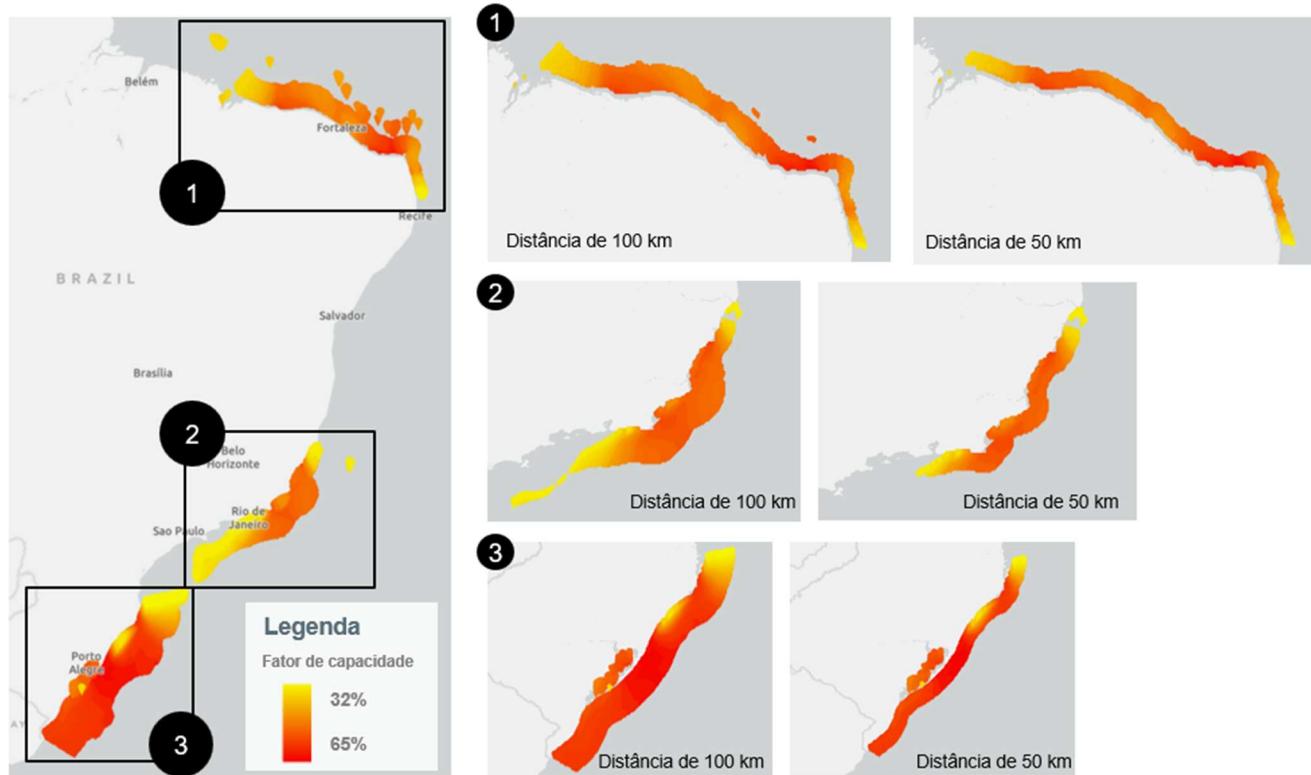


Figura 4. Potencial eólico offshore a 100 e 50 km da costa¹⁹.

Fonte: Elaboração própria.

¹⁹ O fator de capacidade é a razão entre a eletricidade gerada e a eletricidade máxima possível se os aerogeradores operassem à capacidade total durante todo o período.

A avaliação acerca da existência de infraestrutura delimitou ainda mais o potencial mapeado: a 100 km das instalações portuárias, a capacidade de produção de H₂ totaliza 3,39 milhões; e a 50 km, 1,14 milhões de toneladas. Aplicando-se o fator de penalidade energética nas instalações portuárias mapeadas com ISH "baixo" ou "mínimo", reduz-se o potencial em aproximadamente 1.700 e 400 toneladas respectivamente. A Figura 5 ilustra os resultados, enquanto a Tabela 9 apresenta o potencial mapeado às duas distâncias de cada instalação portuária.

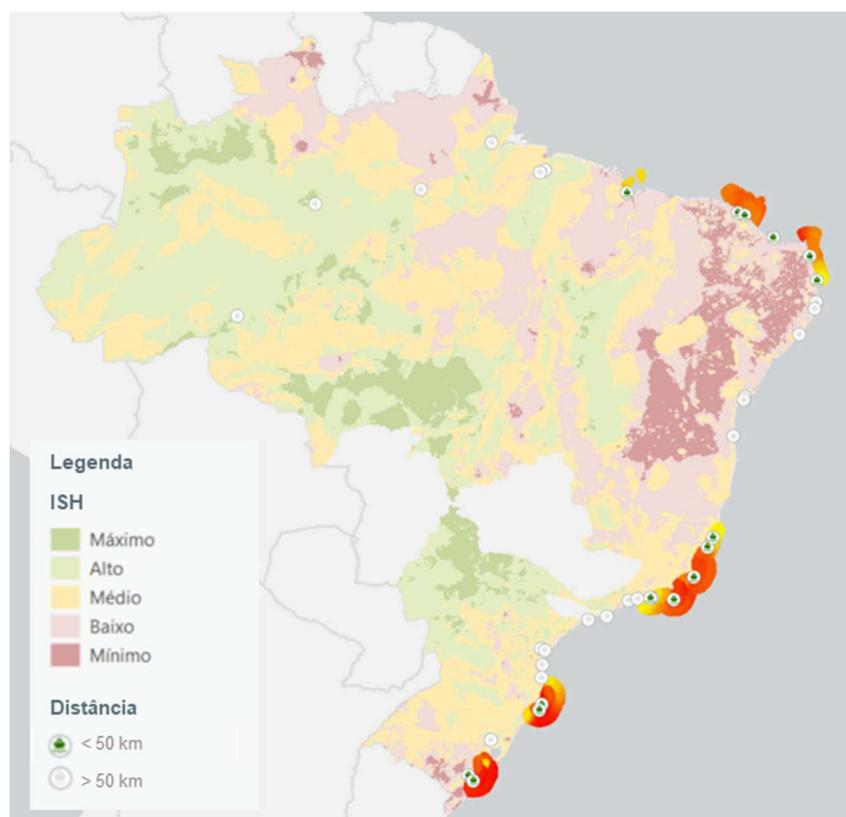


Figura 5. Portos selecionados e respectivos potenciais eólicos *offshore*.

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 9 - Potencial geração de hidrogênio mapeada às duas distâncias de cada instalação portuária (t/ano).

Porto	ISH	100 km	50 km
Açu	Médio	446.123	91.970
Laguna	Médio	450.656	95.967
Pelotas	Médio	166.295	1.230
Rio de Janeiro	Médio	155.784	9.418
Vitória	Médio	150.655	44.612
Barra do Riacho	Médio	66.770	17.119
Pecém	Baixo	245.407	70.969
Forno	Baixo	497.801	111.018
Fortaleza	Baixo	263.288	91.394
Imbituba	Baixo	397.728	82.887
Natal	Baixo	143.930	48.216
Niterói	Baixo	163.160	12.412
Rio Grande	Baixo	366.945	70.188
Itaqui	Baixo	4.088	922
Cabedelo	Mínimo	75.927	44.096

Fonte: Elaboração própria.

5.2 Potenciais consumidores de hidrogênio verde

O mapeamento das possíveis unidades consumidoras de hidrogênio verde revelou que o potencial está predominantemente localizado ao longo da costa brasileira, com maior concentração no Sudeste, onde se destaca a elevada presença de refinarias e siderúrgicas, além de destinos aduaneiros de metanol, amônia e seus derivados. Observa-se, também, potenciais consumidores distribuídos ao longo do litoral Norte, Nordeste e no Sul, embora a concentração seja menor. A Figura 6 ilustra a distribuição espacial de todos os consumidores identificados.



Figura 6. Mapeamento dos potenciais setores consumidores.

Fonte: Elaboração própria.

No total, identificou-se um mercado potencial de 3,65 milhões de toneladas de H₂. O maior consumidor é o setor de amônia e derivados, com aproximadamente 1,7 milhões de toneladas, seguido pela siderurgia, com 830 mil toneladas, refinarias de petróleo, com 698 mil, injeção na rede de gás natural, com 216 mil, metanol, com 185 mil e, por fim, o diesel verde, com aproximadamente 20 mil toneladas de hidrogênio. Os resultados detalhados encontram-se no Anexo I. A Figura 7 apresenta a distribuição espacial de todos os consumidores mapeados, enquanto os itens a seguir (4.2.1 a 0) detalham o mapeamento em cada setor.

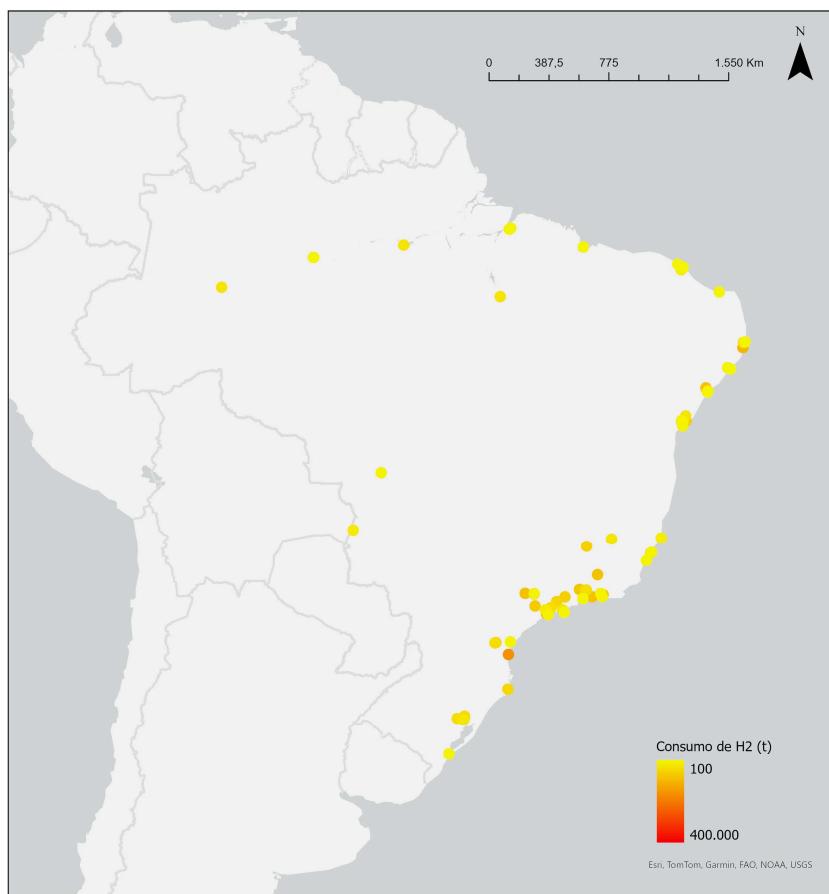


Figura 7. Mapeamento do potencial consumo (t/ano).

Fonte: Elaboração própria.

5.2.1 Refinarias de Petróleo

O potencial consumo por parte das refinarias é da ordem de 698 mil toneladas de hidrogênio, estando predominantemente localizado na costa do país. A região Centro-Oeste não possui nenhuma unidade mapeada, e a única refinaria no interior é a REAM, na região Norte. Mais da metade do potencial consumo, cerca de 420 mil toneladas, está localizado no Sudeste, onde há uma grande concentração de refinarias (REPLAN, REVAP, REDUC, RPBC, REGAP e RECAP). Cabe destacar que a REPLAN é responsável por quase 30% do mercado no Sudeste.

O Nordeste possui duas unidades, a RNEST e a REFMAT, que somam um potencial consumo de 143 mil toneladas. A região Sul do país também possui duas refinarias, a REFAP e a REPAR, somando um potencial consumo de 120 mil toneladas. Por fim, o

Norte possui somente a REAM, com um consumo potencial de 13 mil toneladas de hidrogênio. A Figura 8 apresenta a distribuição espacial das refinarias, indicando o potencial consumo de hidrogênio verde.

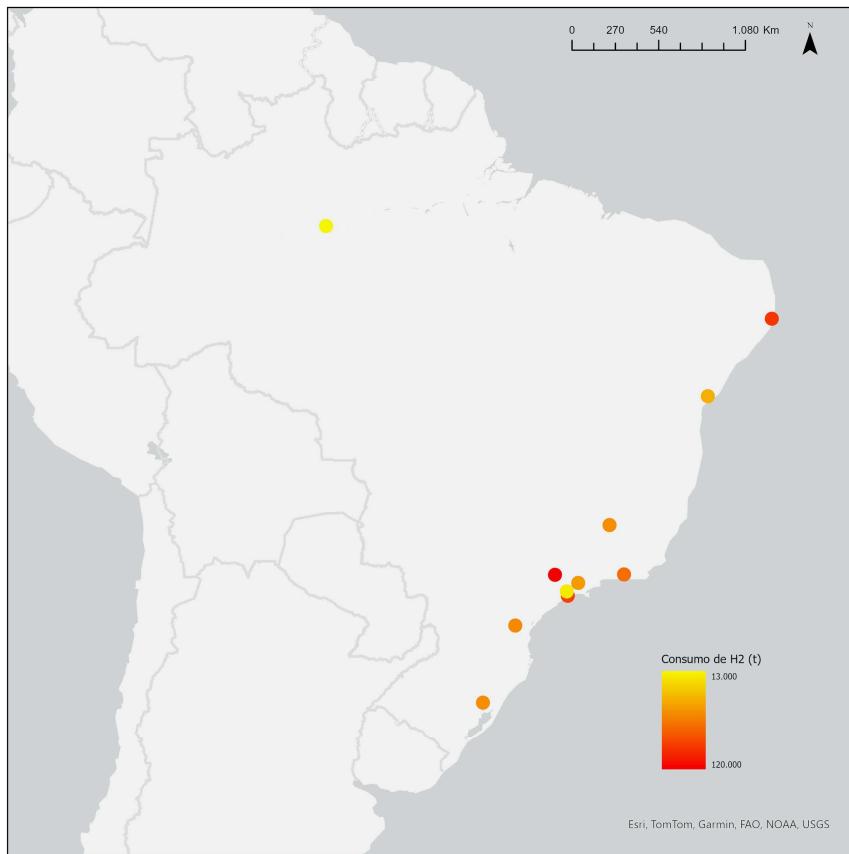


Figura 8. Mapeamento do potencial consumo por parte das refinarias (t/ano).

Fonte: Elaboração própria.

5.2.2 Siderurgia

O potencial consumo por parte da indústria siderúrgica é da ordem de 830 mil toneladas de hidrogênio. A região Sudeste seria responsável por quase 80% do consumo, sendo aproximadamente 250 mil toneladas no estado do Rio de Janeiro, 165 mil em São Paulo, 112 mil em Minas Gerais e 45 mil no Espírito Santo.

O Sul possui três fábricas, somando potencial consumo de 112,5 mil toneladas. O Nordeste também conta com três siderúrgicas mapeadas, com potencial consumo de 66,7 mil toneladas. As demais regiões não possuem nenhuma unidade mapeada. A Figura 9 apresenta a distribuição espacial das siderúrgicas, indicando o potencial consumo de hidrogênio verde.

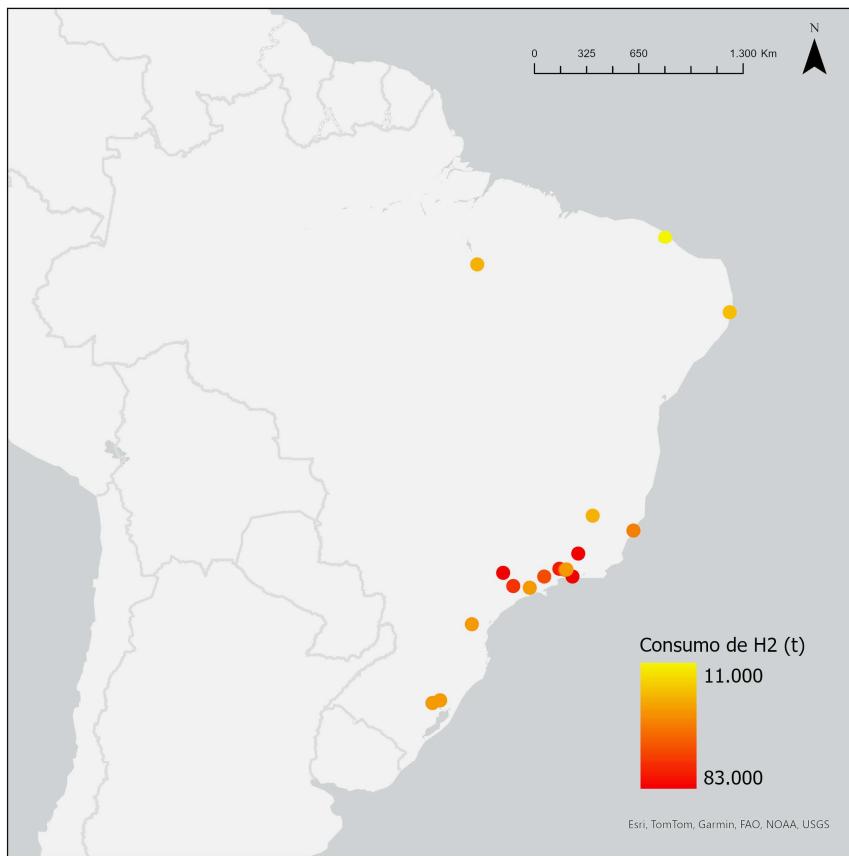


Figura 9. Mapeamento do potencial consumo por parte das siderúrgicas (t/ano).

Fonte: Elaboração própria.

5.2.3 Rede de gás natural

O potencial consumo de hidrogênio devido à injeção na rede de gás natural foi estimado em 216 mil toneladas. Os pontos de injeção de H₂ na rede estão predominantemente situados ao longo da costa do Nordeste e Sudeste, devido à localização das Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs) na região litorânea, próxima aos polos produtores. O potencial consumo no Nordeste foi mapeado em 70 mil toneladas e no Sudeste em 120 mil toneladas.

Apenas dois pontos estão localizados no interior do país: o Polo de Arara, no Amazonas, que abastece o gasoduto Urucu–Coari–Manaus, com um potencial de consumo estimado em aproximadamente 22 mil toneladas, e o Polo de Cáceres, no Mato Grosso, que recebe gás natural da Bolívia, com um consumo previsto de 2 mil toneladas. A Figura 10 ilustra a distribuição geográfica desses pontos, destacando o potencial consumo de hidrogênio verde.

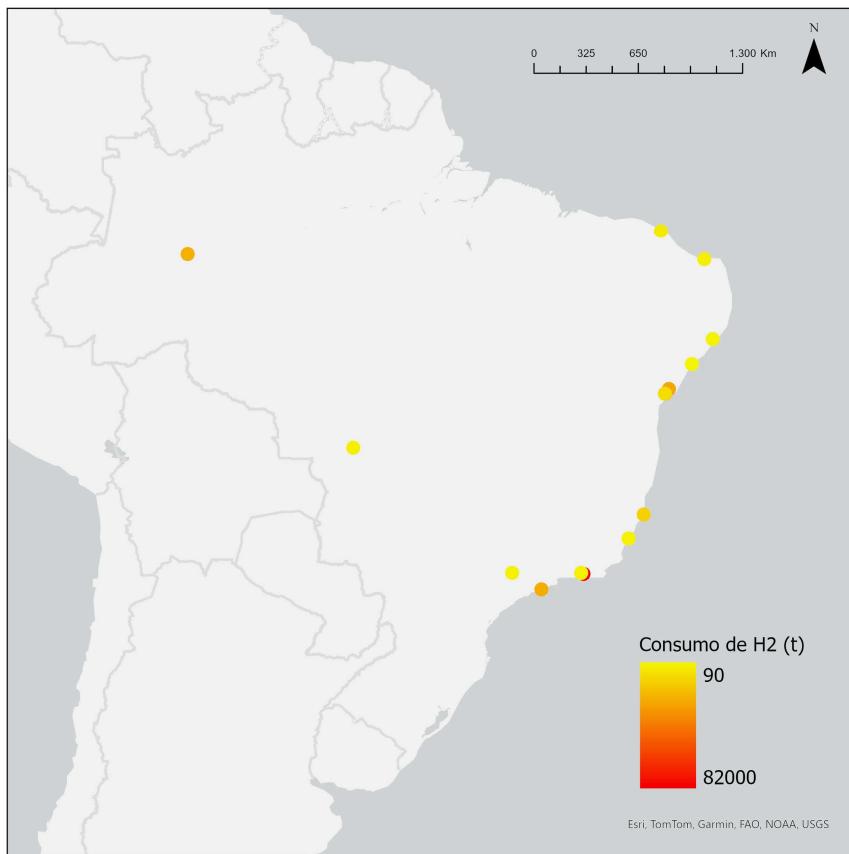


Figura 10. Mapeamento do potencial consumo por parte da injeção na rede de gás natural (t/ano).

Fonte: Elaboração própria.

5.2.4 Amônia e derivados

5.2.4.1 FAFEN

As três fábricas de fertilizantes do país estão localizadas na costa e representam um potencial consumo de 230 mil toneladas. A região Nordeste, com duas fábricas, totaliza aproximadamente 150 mil toneladas, enquanto a fábrica de Cubatão, no estado de São Paulo, representa um potencial consumo de 80 mil toneladas. A Figura 11 ilustra a distribuição geográfica das fábricas, destacando o potencial de consumo de hidrogênio verde.

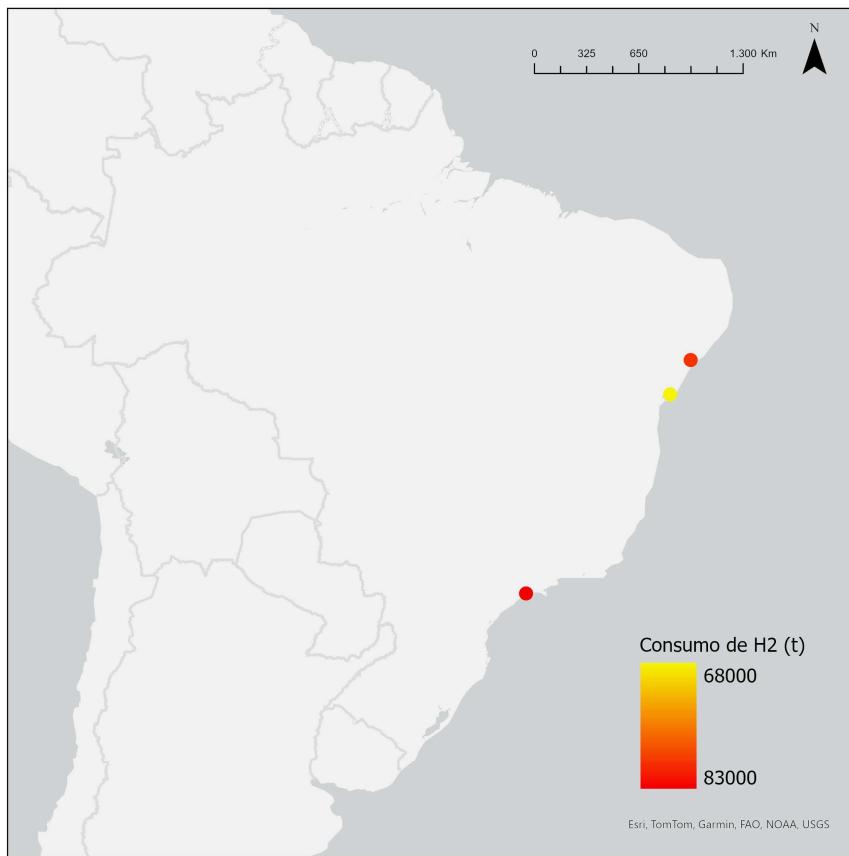


Figura 11. Mapeamento do potencial consumo por parte das fábricas de fertilizantes (t/ano).

Fonte: Elaboração própria.

5.2.4.2 Importação de amônia e derivados

A importação de amônia e derivados se dá principalmente pelos portos de forma que o potencial consumo de hidrogênio nesse mercado também está predominantemente mapeado na costa. No Sul, está mapeado um potencial consumo de 735 mil toneladas, distribuído pelos portos de Porto Alegre e Rio Grande no Rio Grande do Sul; Imbituba e São Francisco do Sul, em Santa Catarina; e Paranaguá, no Paraná, que é responsável por 330 mil toneladas. No Sudeste, o Porto de Santos individualmente apresenta um potencial consumo de 400 mil toneladas, e o Porto de Vitória, 90 mil.

No Nordeste, foi mapeado um potencial consumo de hidrogênio de aproximadamente 149 mil toneladas, distribuído pelos seguintes portos: na Bahia, o Porto de Aratu em Candeias com 7 mil toneladas e o Porto de Salvador com aproximadamente 52 mil toneladas; em Alagoas, o Porto de Maceió com 7 mil toneladas; em Pernambuco, o Porto de Recife com 10 mil toneladas; no Maranhão, o Porto de São Luís com 64 mil

toneladas; e o Porto de Sergipe em Aracaju com aproximadamente 9 mil toneladas. No litoral da região norte, os portos de Barcarena e Belém somam um potencial consumo de 42 mil toneladas.

Apenas três portos estão localizados no interior do país: o Porto de Santarém, no Pará, com potencial consumo de 30 mil toneladas; o Porto de Manaus com 9 mil toneladas e o Porto Geral, em Corumbá, no Mato Grosso do Sul, com aproximadamente 17 mil toneladas. A Figura 12 ilustra a distribuição geográfica dos portos importadores, destacando o potencial consumo de hidrogênio verde.

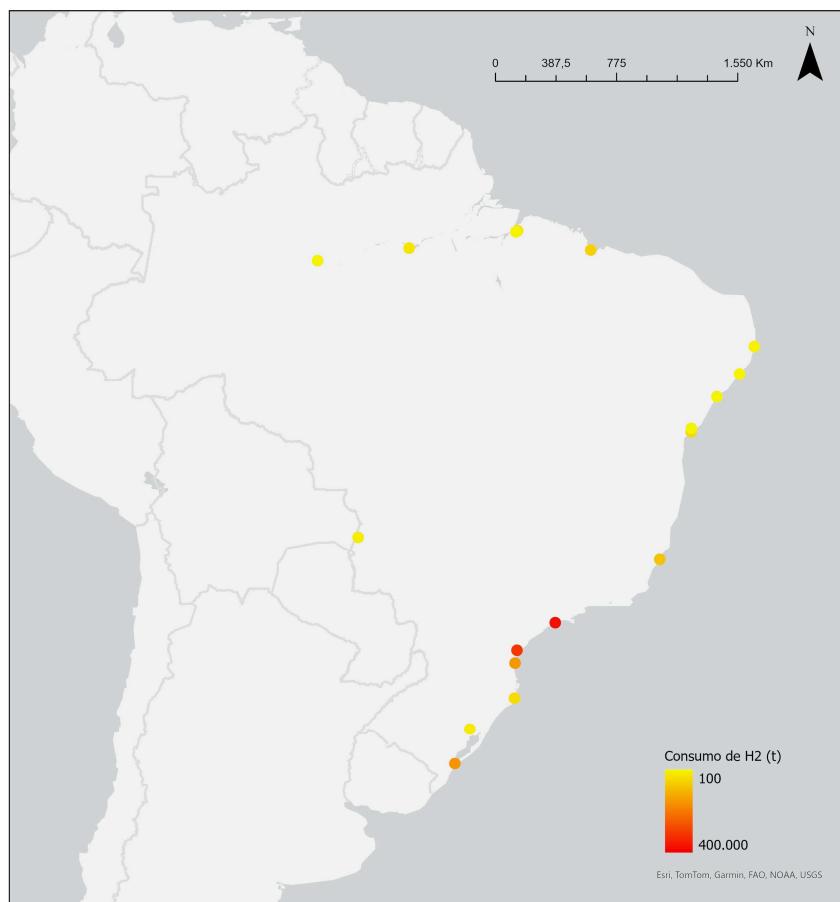


Figura 12. Mapeamento do potencial consumo por parte da produção de amônia e derivados (t/ano).

Fonte: Elaboração própria.

5.2.5 Metanol

O potencial consumo para a produção de metanol também está localizado na costa, uma vez que a importação desse produto se dá principalmente pelos portos. Dessa forma, não há demanda mapeada no interior do país. No total, foi identificado um mercado consumidor estimado em aproximadamente 185 mil toneladas de hidrogênio.

A importação pelo Porto de Paranaguá, no Paraná, representa mais de 70% desse valor, com um consumo potencial de cerca de 130,6 mil toneladas de hidrogênio. O restante está distribuído entre os portos de Santos, com aproximadamente 28,8 mil toneladas; Rio Grande, com cerca de 12,9 mil toneladas; Salvador, com 10,5 mil toneladas; e Aratu, na Bahia, com 2,9 mil toneladas. A Figura 13 ilustra a distribuição geográfica desses pontos, destacando o potencial consumo de hidrogênio verde.

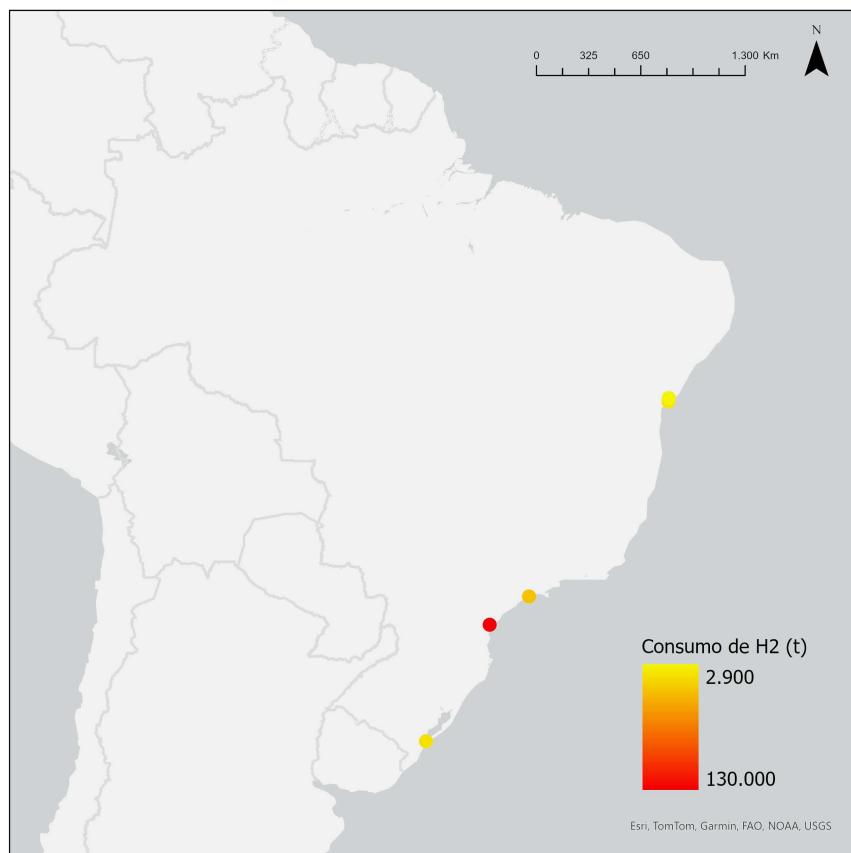


Figura 13. Mapeamento do potencial consumo por parte da produção de metanol (t/ano).

Fonte: Elaboração própria.

5.2.6 Diesel Verde

O potencial consumo para a produção de diesel verde também está predominantemente concentrado na região costeira, uma vez que a produção visa abastecer o mercado de transporte marítimo, que se dá principalmente nos portos. O consumo potencial mapeado para esse mercado é relativamente modesto, totalizando um pouco mais de 20 mil toneladas. A Figura 14 apresenta a distribuição espacial dos portos, indicando o potencial consumo de hidrogênio verde em cada um deles.

Os portos da região Sudeste representam mais da metade desse potencial, com destaque para o de Santos, com 7 mil toneladas, e o do Rio de Janeiro, com 4,5 mil toneladas. O restante é distribuído entre os portos de Vitória, São Sebastião e Angra dos Reis, resultando em mais de 14 mil toneladas. No Sul, o potencial consumo é de quase 4 mil toneladas, dividido entre os portos de Paranaguá e Rio Grande.

O único porto fluvial mapeado é o de Manaus, cujo potencial consumo é de menos de 200 toneladas. A região Norte possui outros dois portos na seleção, Belém e São Luís, totalizando aproximadamente 800 toneladas. No Nordeste, o Porto de Salvador, com um potencial consumo de 1,4 mil toneladas, representa quase 70% do mercado da região, enquanto o restante está distribuído entre os portos de Fortaleza, Recife e Maceió, que somam apenas 2 mil toneladas.

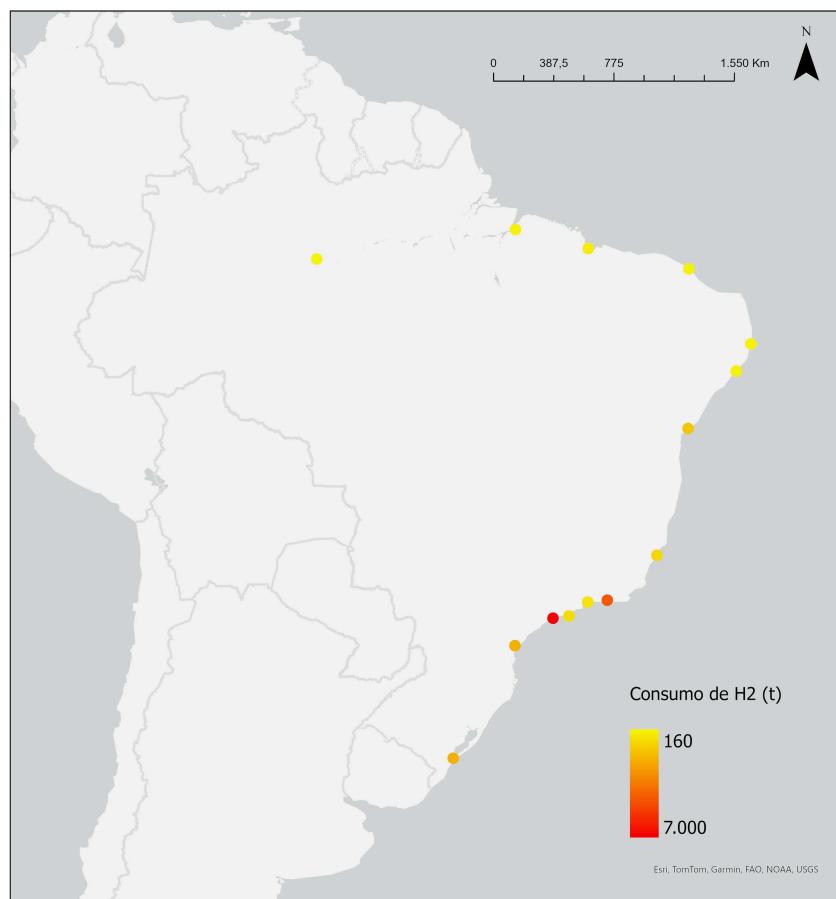


Figura 14. Mapeamento do potencial consumo por parte do transporte marítimo (t/ano).

Fonte: Elaboração própria.

5.3 Potenciais *hubs* de hidrogênio verde

A partir do mapeamento dos *hotspots* de produção e pontos de consumo de hidrogênio verde, foi possível avaliar o potencial mercado consumidor em relação à geração de hidrogênio nas três regiões com potencial identificado. Os resultados indicam potenciais significativamente distintos para a formação dos *hubs* de H₂ nas regiões, conforme apresentado pelas Figura 15, Figura 16 e Figura 17.

No Nordeste, a potencial geração de hidrogênio a 50 km da costa é suficiente para atender o consumo potencial em todas as distâncias mapeadas. No entanto, no Sudeste, a demanda estimada a partir de 250 km do potencial gerador excede a capacidade de geração a 100 km da costa. A região Sul, que possui o maior potencial gerador para as duas distâncias da costa, apresenta desafios similares ao considerar a geração a 50 km da costa e o consumo a partir de 500 km do potencial gerador.

Deve-se ter em mente que a potencial produção de hidrogênio foi restrita à potencial geração de eletricidade pelas eólicas *offshore* a até 100 km da costa. Além disso, haveria possibilidade de aumentar a geração caso se considerasse a configuração com o eletrolisador *offshore*, i.e., a eletricidade gerada pelas turbinas eólicas sendo transmitida por uma curta distância até a plataforma do eletrolisador, onde o hidrogênio seria produzido, comprimido e transportado para a costa através de um gasoduto.

Por fim, vale lembrar que a demanda mapeada corresponde à atual e potencial demanda de hidrogênio dos setores considerados com maior viabilidade e escala de consumo até 2050. Dessa forma, espera-se que esse consumo âncora possibilite o desenvolvimento do mercado, facilitando o aumento da demanda e o acesso de outros setores, como futuras biorrefinarias e indústrias químicas, que também apresentam grande potencial consumidor de hidrogênio verde.

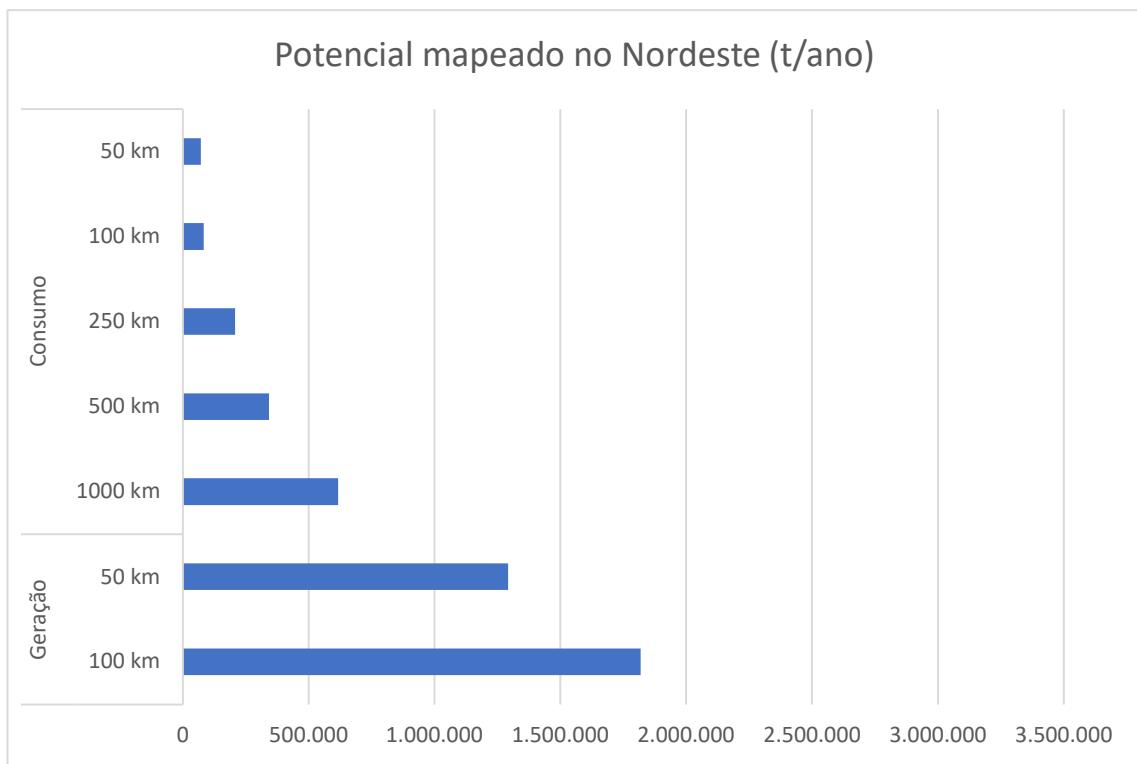


Figura 15. Potencial geração e consumo de hidrogênio mapeados no Nordeste (t/ano).

Fonte: Elaboração própria.

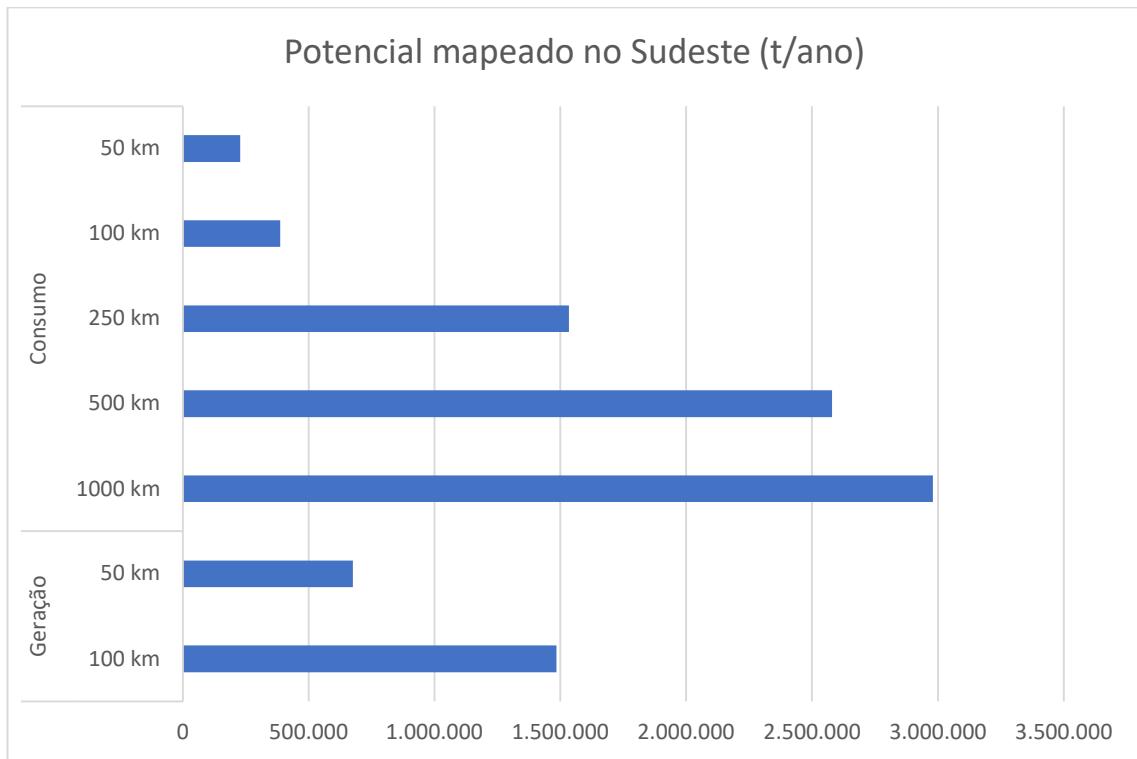


Figura 16. Potencial geração e consumo de hidrogênio mapeados no Sudeste (t/ano).

Fonte: Elaboração própria.

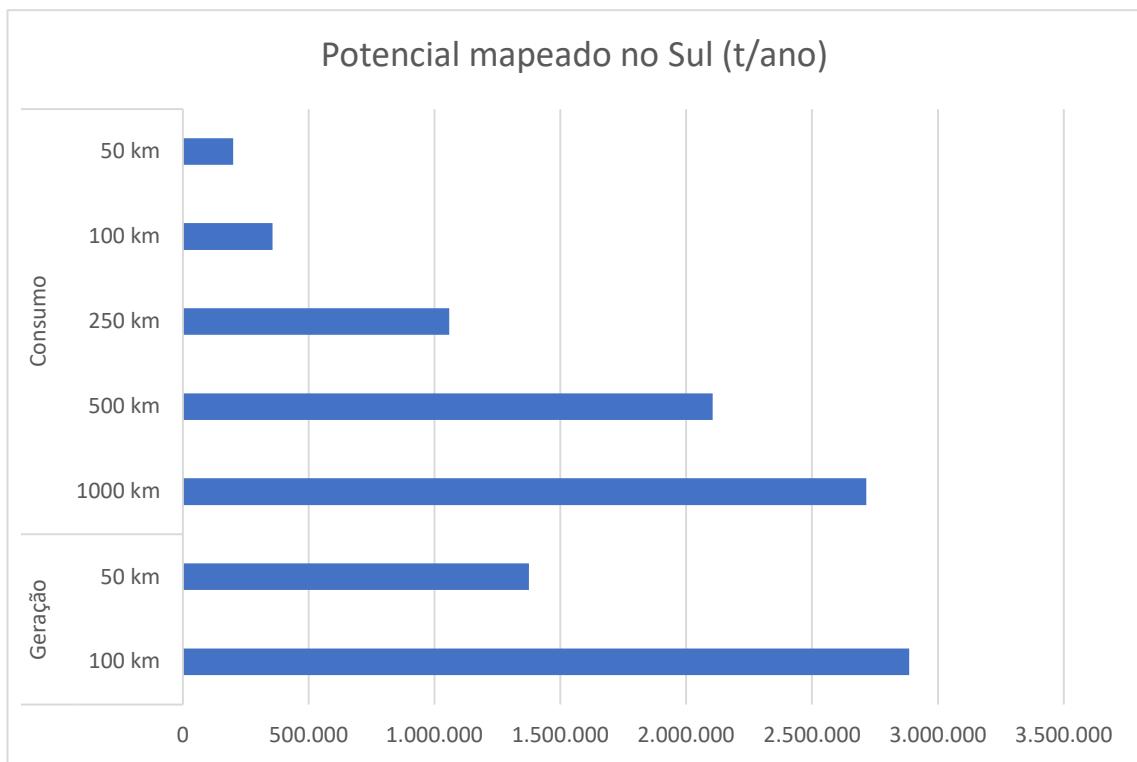


Figura 17. Potencial geração e consumo de hidrogênio mapeados no Sul (t/ano).

Fonte: Elaboração própria.

5.3.1 *Hubs* mapeados a partir do consumo

Os resultados da aplicação da ferramenta "*Weighted Central Feature*" indicaram o local ideal para a instalação da planta de eletrólise em cada um dos potenciais *hubs*, de acordo com as diferentes demandas dos consumidores. A análise revela que o local ideal em cada região pode variar conforme o mercado consumidor considerado. A inclusão de mais locais como potenciais consumidores, dependendo da distância analisada, altera a localização ideal conforme ilustrado pelas Figura 18, Figura 19 e Figura 20.

No Nordeste, o melhor local indicado para a instalação da planta de eletrólise é o Porto de São Luís quando se consideram os consumidores em um raio de até 100 km do potencial gerador. Para as distâncias de 250 e 500 km, o local ideal passa a ser a Refinaria Abreu e Lima (RNEST). No entanto, se os consumidores a 1.000 km de distância forem considerados, o melhor local seria a FAFEN da Unigel em Sergipe.

O melhor local indicado para a instalação da planta de eletrólise no Sudeste varia para as primeiras distâncias consideradas: a 50 km, seria a Fábrica de siderurgia da SIMEC em Cariacica, no Espírito Santo; a 100 km seria o Terminal de GNL na Baía de

Guanabara, que é um dos pontos de injeção de gás na rede; e a 250 km seria a Refinaria Henrique Lage (Revap). Já para as distâncias de 500 e 1.000 km seria o Porto de Santos.

Por sua vez, no Sul, o local varia para todas as distâncias consideradas. Para os consumidores a 50 km do potencial gerador, o local ideal seria o Porto de Rio Grande; a 100 km, seria a Fábrica de siderurgia da Gerdau em Charqueadas, ambos no Rio Grande do Sul; a 250 km, seria o Porto de São Francisco do Sul, em Santa Catarina; a 500 km, seria o Porto de Paranaguá, no Paraná; e a 1.000 km passaria a ser o Porto de Santos, já no Sudeste.

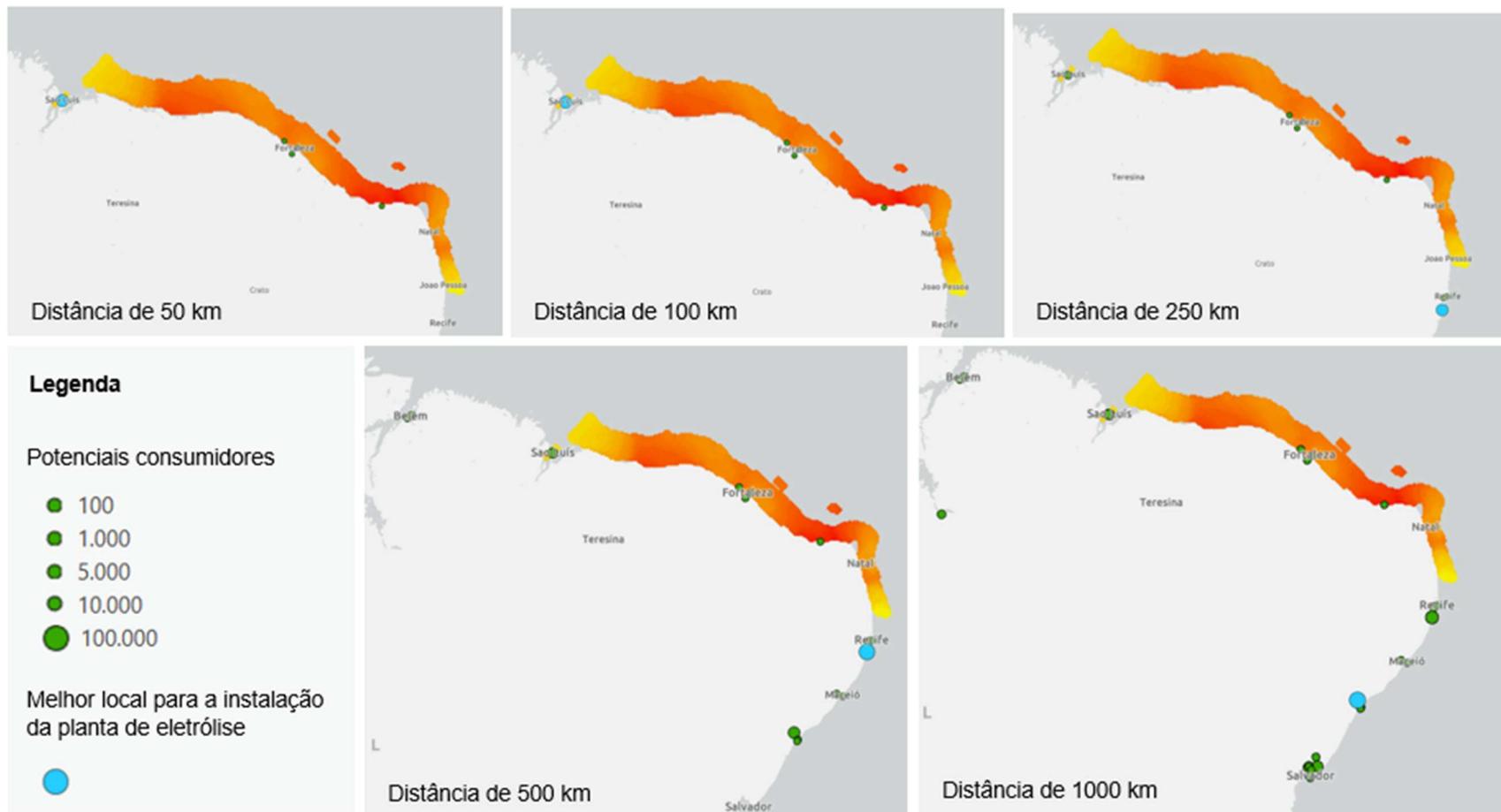


Figura 18. Localização ideal para instalação da planta de eletrólise nos *hubs* do Nordeste às diferentes distâncias.

Fonte: Elaboração própria.

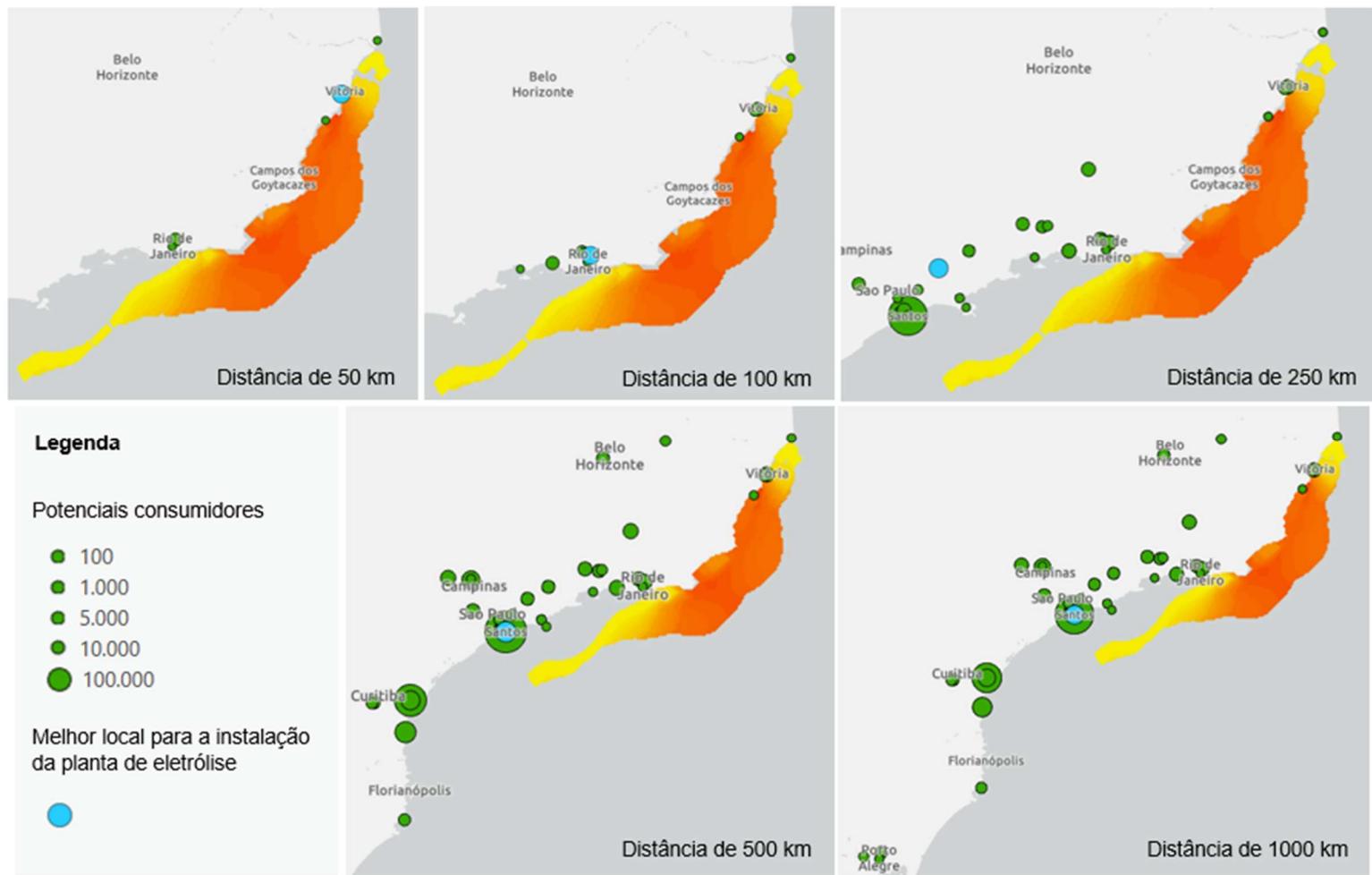


Figura 19. Localização ideal para instalação da planta de eletrólise nos *hubs* do Sudeste às diferentes distâncias.

Fonte: Elaboração própria.

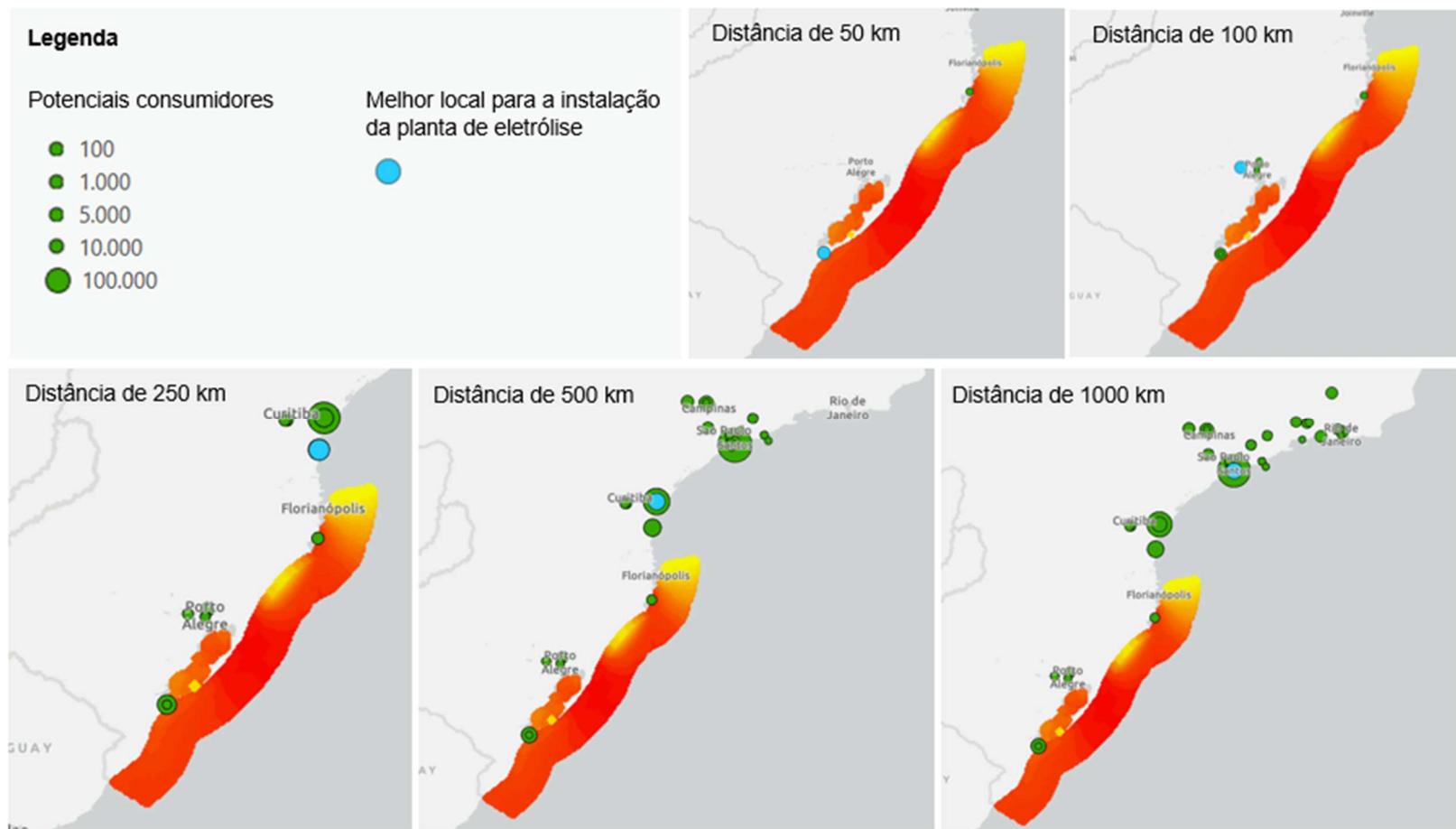


Figura 20. Localização ideal para instalação da planta de eletrólise nos *hubs* do Sul às diferentes distâncias.

Fonte: Elaboração própria.

5.3.2 Hubs mapeados a partir da produção

De maneira similar, os resultados da segunda análise, a partir da produção, revelaram diferenças significativas no potencial de consolidação dos *hubs* de H₂ verde. Em geral, os portos no Nordeste apresentam um menor potencial consumidor, contrastando com os portos no Sudeste que possuem um potencial consumidor até cinco vezes maior em alguns casos. Nenhum porto analisado possui um potencial gerador suficiente para atender à demanda a um raio de 1.000 km e apenas três portos possuem capacidade para atender a demanda em um raio de até 50 km, conforme ilustrado pelas Figura 21, Figura 22 e Figura 23.

No Nordeste, os portos de Pecém e Fortaleza apresentam potencial consumidor muito pequeno e igual até o raio de 500 km. No entanto, o Porto de Fortaleza possui um maior potencial para o raio de 1.000 km, onde a demanda cresce consideravelmente. Devido ao potencial consumidor restrito, ambos os portos possuem potencial produção a 50 km da costa capaz de atendê-lo. Os portos de Natal e Cabedelo não apresentam demanda de consumo significativa em um raio de 100 km. No entanto, a geração potencial a 100 km do Porto de Natal é suficiente para atender à demanda em um raio de 250 km, enquanto no Porto de Cabedelo essa geração é insuficiente para cobrir o mesmo raio.

Já no Sudeste, o potencial consumo nos portos do Açu e do Forno foi mapeado somente a partir do raio de 250 km, sendo a produção de hidrogênio a 50 km da costa insuficiente e a 100 km suficiente para atendê-lo. No Porto de Barra do Riacho, a produção a 50 km e a 100 km da costa é insuficiente para atender ao consumo mapeado em todas as distâncias analisadas, desconsiderando o consumo local, que é inexistente. No Porto do Rio de Janeiro, a produção a 50 km e a 100 km da costa também é insuficiente para atender à demanda em todas as distâncias mapeadas. Por fim, no Porto de Niterói, a geração a 50 km é insuficiente e a 100 km é suficiente apenas para atender à demanda local.

Todos os portos localizados no Sul possuem potencial demanda mapeada nas cinco distâncias consideradas. O Porto de Itaqui possui um potencial gerador muito baixo, não atendendo nem mesmo ao consumo local. O Porto de Rio Grande e o de Pelotas apresentam potencial consumidor parecido; no entanto, o primeiro possui um potencial gerador muito maior, sendo capaz de atender ao consumo até o raio de 500 km. No Porto de Laguna, a produção a 50 km da costa é suficiente para atender à demanda até 250 km,

mas mesmo a produção a 100 km da costa é insuficiente para atender aos demais raios de consumo. Já no Porto de Imbituba, a produção a 50 km é suficiente para atender à demanda em um raio de até 100 km, enquanto a produção a 100 km da costa consegue suprir a demanda em um raio de até 250 km.

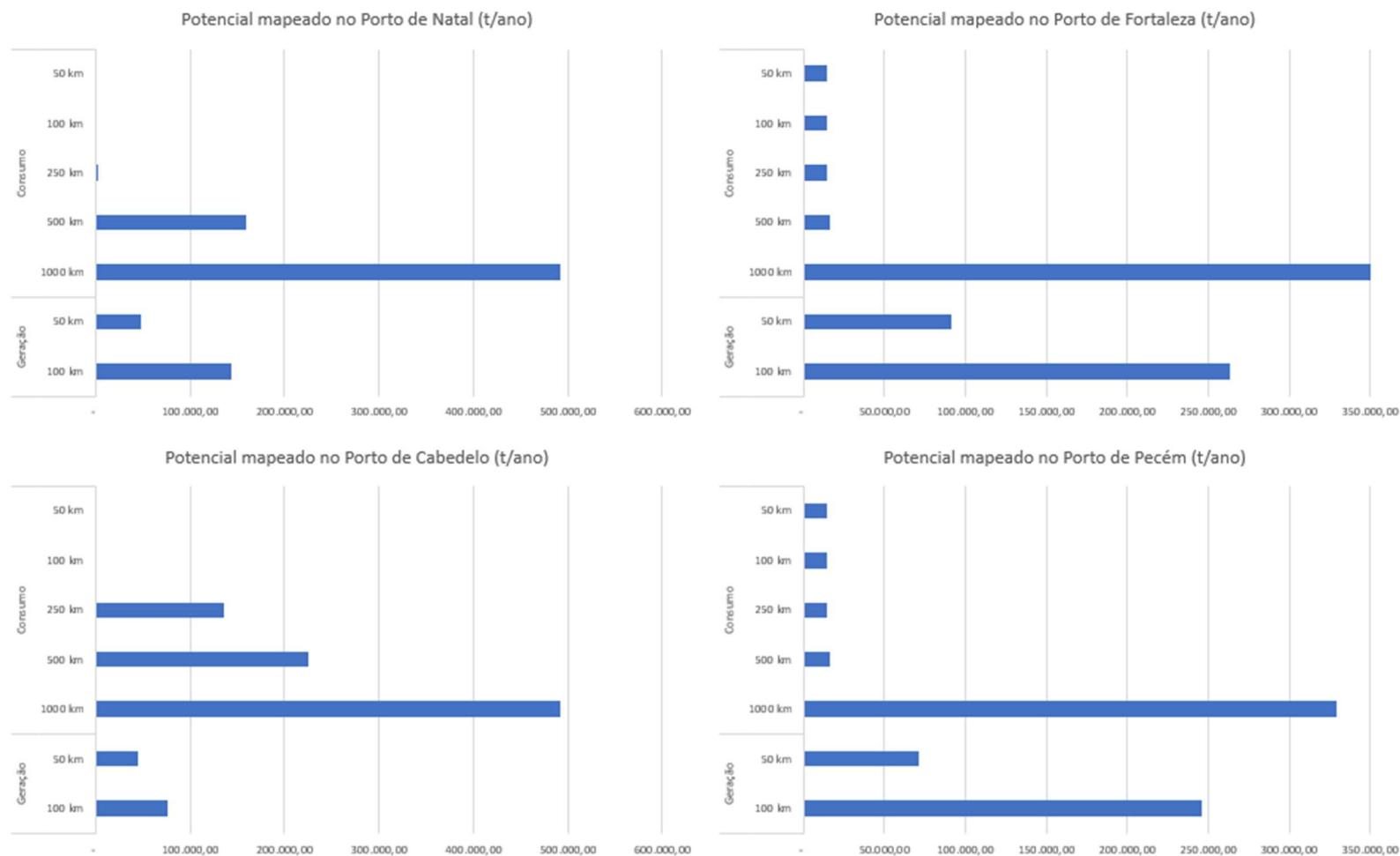


Figura 21. Potencial geração e consumo de hidrogênio mapeados nos portos da Região Nordeste (t/ano).

Fonte: Elaboração própria.

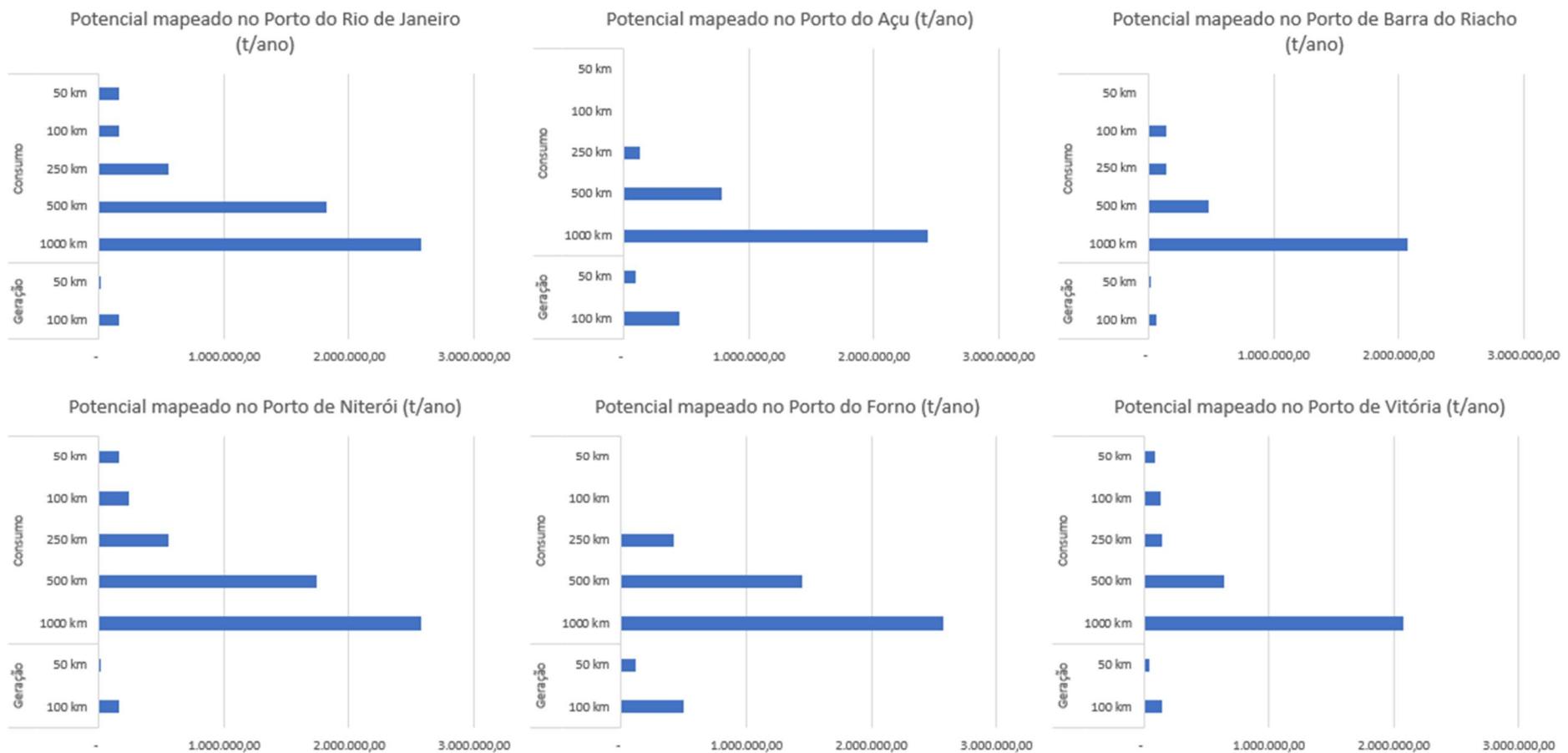


Figura 22. Potencial geração e consumo de hidrogênio mapeados nos portos da Região Sudeste (t/ano).

Fonte: Elaboração própria.

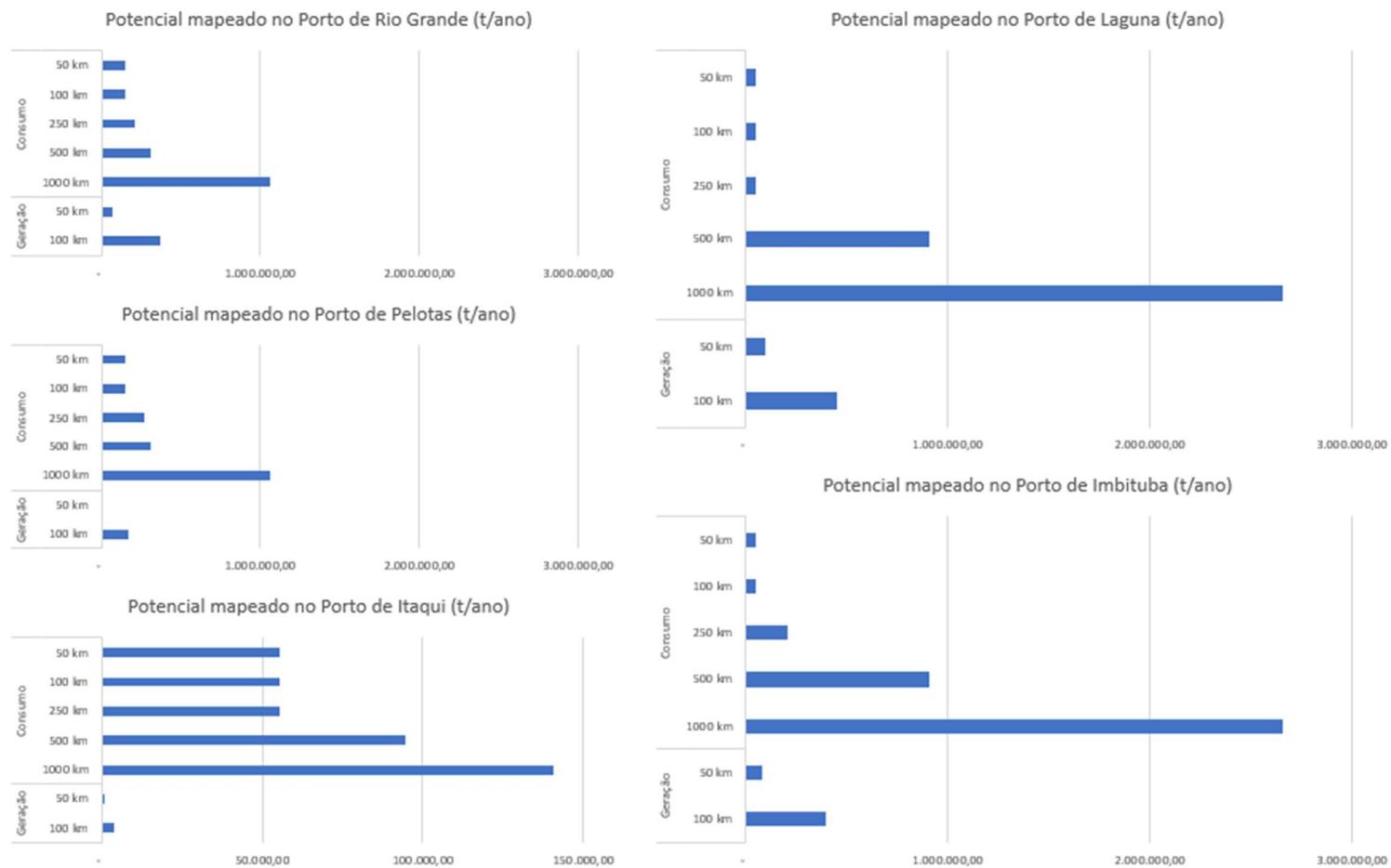


Figura 23. Potencial geração e consumo de hidrogênio mapeados nos portos da Região Sul (t/ano).

Fonte: Elaboração própria.

5.4 Discussão

O potencial mapeado de geração de energia elétrica a partir de eólicas *offshore* no Brasil é significativo, estimado em mais de 489 TWh por ano. Para efeito de comparação, o consumo anual de energia elétrica no país foi de aproximadamente 616 TWh em 2023 (EPE 2024). As projeções indicam um aumento contínuo no consumo de eletricidade, com o país alcançando uma demanda de cerca de 814 TWh em 2032 no cenário de referência da EPE (2022). Ainda assim, esse acréscimo substancial de 198 TWh é significativamente menor que o potencial de geração *offshore* mapeado. Portanto, para aproveitar plenamente esse potencial, é essencial criar demanda adicional, incentivando o uso de novas aplicações para essa geração renovável.

A produção de hidrogênio verde se apresenta como uma solução tecnicamente viável nesse sentido, pois possibilita a conversão da energia elétrica excedente em um vetor energético de alta demanda. A análise dos resultados apresentados nesse trabalho evidencia o relevante potencial de geração de hidrogênio verde a partir da geração eólica *offshore* no Brasil, estimado em aproximadamente 8,8 milhões de toneladas de hidrogênio por ano sem restrições aplicadas. Com as delimitações de produção a 100 km e 50 km da costa, visando o consumo interno, a produção potencial é reduzida para 6,19 milhões e 3,34 milhões de toneladas de H₂, respectivamente.

Para contextualizar esses números, a Agência Internacional de Energia (IEA) projeta, no cenário NZE que a demanda global por hidrogênio verde mais do que dobrará, passando dos atuais 95 milhões de toneladas (IEA 2023) para cerca de 200 milhões de toneladas por ano até 2050 (IEA 2024b). Dessa forma, o Brasil possui um potencial considerável para contribuir com o aumento da oferta projetada. No entanto, o desenvolvimento da indústria nacional depende fortemente da criação de demanda.

O desenvolvimento de *hubs* de hidrogênio verde no Brasil tem o potencial de estimular o consumo interno, servindo como "âncoras" para diversas indústrias nacionais, como as mapeadas no estudo. Ao garantir uma demanda interna constante e significativa, o Brasil poderia viabilizar a economia de escala necessária para tornar o hidrogênio verde competitivo, reduzir a dependência de combustíveis fósseis e avançar na descarbonização da economia, além de alavancar novos mercados de hidrogênio não estudados nesta dissertação (isto é, o consumo âncora geraria as condições de desenvolvimento da cadeia de valor do hidrogênio). Dessa forma, com um mercado interno robusto, o Brasil estaria

bem-posicionado para se tornar um eventual exportador de hidrogênio verde, aproveitando as oportunidades de exportação para regiões com alta demanda projetada, como a Europa e a Ásia. O desenvolvimento da infraestrutura de H₂ será, portanto, fundamental para a consolidação da indústria nacional, levando em conta o potencial distinto de cada região do país para se consolidar como *hub* de H₂ verde.

A região Nordeste possui um considerável potencial para a produção de hidrogênio, estimado em aproximadamente 1,3 a 1,8 milhões de toneladas, conforme a geração eólica a distâncias de 50 e 100 km da costa, respectivamente. No entanto, do lado da demanda, o potencial regional é mais restrito. O consumo mapeado em um raio de 1.000 km não atinge nem metade da capacidade de produção potencial a 50 km da costa. Esse desequilíbrio entre a capacidade de produção e a demanda local sugere a possibilidade de acessar outros mercados consumidores, como a região Sudeste, onde o estudo apontou um *déficit* de oferta, ou através da exportação para outros países.

A análise do melhor local para a instalação da planta de eletrólise a partir dos consumidores mapeados no Nordeste apontou o Porto de São Luís como o lugar mais adequado em um raio de até 100 km do potencial gerador, o que contribuiria para o desenvolvimento do *hub* também voltado à exportação. Para distâncias maiores, os locais ideais identificados são a Refinaria Abreu e Lima (250 km e 500 km) e a FAFEN da Unigel em Sergipe (1.000 km). Embora esses locais sejam adequados para o consumo local e mais próximos dos consumidores do Sudeste, não teriam a mesma vocação para o desenvolvimento de um *hub* exportador.

Cabe pontuar que o Porto de São Luís foi mapeado devido ao alto volume importado de derivados de amônia e por ser um local de abastecimento de combustível marítimo. Dessa forma, pode-se considerar que os portos mais próximos à potencial geração seriam mais indicados para o desenvolvimento do *hub* de hidrogênio. Na análise dos locais mais indicados para a instalação de uma planta de eletrólise nos portos, foram considerados os portos de Pecém, Fortaleza, Natal e Cabedelo. No que diz respeito ao consumo interno, os portos de Pecém e Fortaleza apresentam um potencial muito limitado em um raio de até 500 km, enquanto os portos de Natal e Cabedelo não demonstram potencial de consumo significativo dentro de um raio de 100 km, o que sugere uma limitação quanto à viabilidade de um *hub* local. É importante notar que existe uma sobreposição do potencial de geração e consumo nos portos de Pecém e Fortaleza, o que sugere uma

oportunidade para otimizar a infraestrutura necessária ao desenvolvimento do *hub* de hidrogênio na região.

O Sudeste, por sua vez, é a região com o potencial produtor de hidrogênio mais limitado, estimado em menos de 1,5 milhões de toneladas a 100 km da costa. Esse número contrasta fortemente com o enorme potencial consumidor da região. O consumo mapeado em um raio de 1.000 km é de aproximadamente 3 milhões de toneladas, indicando a necessidade de limitar o consumo do potencial *hub* ou aumentar a potencial geração, expandindo a exploração além de 100 km da costa ou importando das outras regiões, que possuem capacidade de produção excedente, como o Nordeste ou o Sul.

Dado o grande potencial consumidor da região Sudeste, seria viável limitar o consumo a um raio de 250 km da área de geração, visando compatibilizar a demanda com a oferta, estimadas em cerca de 1,5 milhões de toneladas de H₂. A análise dos locais para a instalação de plantas de eletrólise indicou a Fábrica de Siderurgia da SIMEC em Cariacica, no Espírito Santo, para uma distância de 50 km; o Terminal de GNL na Baía de Guanabara para 100 km; e a Refinaria Henrique Lage (Revap) para 250 km. Já o Porto de Santos foi indicado para as distâncias de 500 e 1.000 km devido ao grande volume de metanol e derivados de amônia importados, além de ser um local de abastecimento de combustível marítimo.

Em relação aos portos analisados no Sudeste, Açu e Forno não apresentam um potencial consumo até 250 km, limitando o desenvolvimento de um *hub* local. Por outro lado, vale destacar que esses portos apresentam considerável potencial produtor, possibilitando o desenvolvimento de *hubs* exportadores. Outra possibilidade para desenvolvimento de *hubs* nesses portos, seria a criação de demanda local, com a atração de consumidores, como as indústrias de siderurgia e fertilizantes, como vem sendo fomentado pela Prumo, controladora do Porto do Açu (AMBIPAR e PORTO DO AÇU 2023).

Os portos de Barra do Riacho, Rio de Janeiro e Niterói, por sua vez, apresentam um robusto potencial consumidor. O Porto do Rio de Janeiro se destaca, com a potencial produção a 100 km da costa sendo insuficiente para atender à demanda em todas as distâncias mapeadas. Nesse sentido, é importante notar que existe uma sobreposição do potencial de geração e consumo nos portos de Niterói e Rio de Janeiro, ressaltando a

necessidade de otimizar a infraestrutura para desenvolver um *hub* de hidrogênio eficiente na região.

A região Sul apresenta um potencial significativo para o desenvolvimento de *hubs* de hidrogênio verde, com uma produção potencial de 2,8 milhões de toneladas de H₂ considerando a geração eólica a 100 km da costa e um potencial mercado consumidor de 2,7 milhões de toneladas em um raio de 1.000 km. No entanto, é importante notar que o potencial consumo torna-se significativo a partir das maiores distâncias consideradas pela metodologia, 500 km e 1.000 km, o que inclui os grandes consumidores localizados no Sudeste.

O Porto de Rio Grande foi identificado como o local ideal para a instalação dos eletrolisadores considerando o consumo mapeado em um raio de até 50 km. Além disso, foi um dos quatro portos selecionados na região na análise específica voltada para os portos. Localizado a menos de 50 km da Lagoa dos Patos, o Porto de Rio Grande está estrategicamente posicionado para aproveitar a proximidade com os pontos de geração de energia na lagoa e no litoral, apresentando um potencial de geração de H₂ de aproximadamente 370 mil toneladas se considerado o potencial de geração eólica a 100 km do porto.

Em relação à análise dos portos, é importante notar que há sobreposição de geração e consumo entre os portos de Rio Grande e Pelotas. Ambos os portos apresentam valores idênticos para o potencial consumo em um raio de 50 km, 100 km, 500 km e 1.000 km, mas a potencial geração é extremamente menor no segundo porto. Os Portos de Laguna e de Imbituba têm maior potencial de geração de H₂, em comparação aos dois primeiros. Em termos de consumo, estes dois portos apresentam valores significativamente menores em um raio de 250 km, mas os valores aumentam consideravelmente a partir dessa distância, sendo três e duas vezes maiores em um raio de 500 km e 1.000 km, respectivamente. A diferença de potencial mercado consumidor dos portos de Laguna e de Imbituba em relação aos portos de Pelotas e Rio Grande é atribuída principalmente à demanda da região Sudeste.

Os consumidores da região Sudeste também são determinantes na análise do local ideal para a instalação dos eletrolisadores no Sul. À medida que se aumenta o raio de consumo considerado, o local ideal é indicado mais ao sudeste. Os Portos de São Francisco do Sul, Paranaguá e até mesmo Santos, no Sudeste, foram apontados como

locais ideais nessa análise, apesar de não terem sido selecionados na análise dos portos. Uma vez que esses portos foram indicados devido ao grande volume de metanol e derivados de amônia importado, pode-se considerar que os Portos de Laguna e Imbituba, mais próximos à potencial geração, seriam mais indicados ao desenvolvimento do *hub* quando considerados os consumidores mais distantes e o Porto de Rio Grande seria mais adequado para atender ao consumo regional.

A análise das três regiões revela diferenças significativas no potencial de produção e consumo de hidrogênio verde. O Nordeste destaca-se pelo enorme potencial de produção, mas enfrenta limitações na demanda local, indicando a necessidade de acesso a outros mercados consumidores. Portos como o de São Luís, Pecém e Fortaleza são estratégicos para o desenvolvimento de um *hub* exportador, enquanto a Refinaria Abreu e Lima e a FAFEN em Sergipe são mais adequados para atender o consumo nacional.

O Sudeste apresenta um potencial produtor limitado, inferior a 1,5 milhões de toneladas, mas com uma demanda local muito elevada, cerca de 3 milhões de toneladas, o que aponta para a expansão da capacidade de geração ou a necessidade de importação de hidrogênio das demais regiões. Importa lembrar que a região Sul, com um potencial de produção significativo de 2,8 milhões de toneladas, apresenta uma sobreposição de demanda com aquela mapeada na região Sudeste. Os portos de Laguna e Imbituba, devido à proximidade com os grandes consumidores do Sudeste, ou mesmo o Porto de Santos, emergem como locais promissores para a instalação de *hubs* de hidrogênio, consolidando o papel estratégico do Porto de Rio Grande para atender à demanda regional.

6. Conclusão

Este estudo teve como objetivo avaliar o potencial do mercado brasileiro para aproveitamento do hidrogênio, que poderia ser produzido a partir da eletrólise da água, com uso de eletricidade derivada de usinas eólicas *offshore*. Foram mapeados os *hotspots* de produção, dimensionado o mercado consumidor até 2050, e analisadas as possibilidades de criação de *hubs* de hidrogênio derivado de energia eólica *offshore*. Os resultados indicam que o Brasil possui um grande potencial para a geração de hidrogênio a partir dessa fonte de energia, impulsionado por seus vastos recursos eólicos *offshore*, mas ainda enfrenta desafios significativos para transformar essa oportunidade em realidade.

A metodologia adotada focou inicialmente na identificação dos *hotspots* de produção de hidrogênio, utilizando a energia eólica *offshore* como fonte primária de eletricidade. Paralelamente, foram mapeados os potenciais consumidores de hidrogênio, com ênfase nos setores com maior demanda e capacidade de utilização desse recurso até 2050. A convergência dessas etapas permitiu o mapeamento de *hubs* de hidrogênio, onde produção e consumo poderiam ser integrados de maneira eficiente. Vale ressaltar que o foco do estudo foi o mercado interno, sem considerar a exportação de hidrogênio como parte do mercado consumidor.

O mapeamento e a análise espacial foram conduzidos utilizando o *software* ArcGIS e seus recursos no ArcMap, como a seleção por atributos, seleção por localização e criação de *buffers*, que permitiram delinear zonas de influência em torno dos *hotspots* e consumidores selecionados. A ferramenta "*Weighted Central Feature*" foi utilizada para otimizar a localização das plantas de eletrólise, de forma a minimizar as distâncias de transporte e, consequentemente, maximizar a viabilidade dos *hubs* de hidrogênio.

A partir do mapeamento do potencial eólico *offshore* realizado por VINHOZA, et al. (2023), foram identificadas três regiões com significativa capacidade geradora de energia *offshore*: a primeira no Nordeste, que abrange o litoral do Maranhão à Paraíba; a segunda no Sudeste, do Espírito Santo até o litoral paulista; e a terceira no Sul, que se estende de Santa Catarina até o Rio Grande do Sul. O potencial total dessas três áreas foi estimado em 489.292 GWh por ano, o que possibilitaria a produção de aproximadamente 8,8 milhões de toneladas de hidrogênio.

Ao considerar as delimitações de distância da costa, devido ao foco do estudo na eletrólise *onshore*, a produção foi estimada em 3,34 milhões de toneladas a 50 km da costa e 6,19 milhões de toneladas quando considerada a distância de 100 km. A região Nordeste foi a menos impactada por essa restrição de distância, enquanto o Sudeste teve seu potencial reduzido em quase dois terços e a região Sul em aproximadamente três quartos, quando considerada a distância limite de 50 km. Ainda assim, o Sul se manteve como a área com maior potencial de produção em ambas as delimitações.

A segunda análise restritiva, acerca da infraestrutura portuária, indicou um potencial de produção de hidrogênio de 3,39 milhões de toneladas dentro de um raio de até 100 km das instalações portuárias selecionadas por estarem próximas ao potencial eólico *offshore*, enquanto a distância de 50 km apresentou um potencial reduzido para 1,14 milhões de toneladas. Em áreas onde os portos estão localizados em regiões com Índice de Segurança Hídrica (ISH) 'baixo' ou 'mínimo', foi aplicada uma penalidade energética devido à necessidade de dessalinização da água para consumo pelos eletrolisadores, o que reduziu o potencial de produção em aproximadamente 1.700 toneladas para o raio de 100 km e em 400 toneladas para o raio de 50 km.

O mapeamento dos potenciais consumidores de hidrogênio no Brasil revelou uma forte concentração de demanda nas regiões costeiras, especialmente em áreas próximas aos portos, destacando seu papel estratégico como *hubs* para o desenvolvimento do mercado de hidrogênio verde no país. Essa proximidade se justifica pela infraestrutura existente e pela logística facilitada para setores específicos, como os importadores de metanol, amônia e seus derivados, além do mercado de combustíveis marítimos, que está naturalmente centralizado nessas áreas. No entanto, como os produtos importados seriam produzidos no Brasil, a necessidade de proximidade aos portos requer uma análise mais detalhada, considerando outras oportunidades de distribuição interna.

O mercado identificado totaliza um consumo de cerca de 3,65 milhões de toneladas de H₂ anuais. O setor de amônia e seus derivados, devido ao uso intensivo de hidrogênio na produção de fertilizantes, representa a maior demanda, com um consumo estimado em 1,70 milhões de toneladas por ano. A siderurgia apresenta uma demanda anual de 830 mil toneladas, enquanto as refinarias de petróleo somam 698 mil toneladas, concentrando-se principalmente no Sudeste. Além desses setores, a injeção de hidrogênio na rede de gás natural representa um consumo de 216 mil toneladas e a produção de metanol consumiria

185 mil toneladas ao ano. Já o potencial uso de hidrogênio para a produção de diesel verde como combustível marítimo apresenta uma demanda de 20 mil toneladas anuais.

Os resultados do mapeamento dos *hubs* de hidrogênio demonstram variações significativas entre as três regiões – Nordeste, Sudeste e Sul - em termos de potencial de geração e consumo. Cada região apresenta diferentes desafios e oportunidades para a criação de *hubs* de H₂, levando em consideração tanto a proximidade dos potenciais geradores de energia eólica *offshore* quanto a localização dos grandes consumidores.

No Nordeste, a produção de hidrogênio a 50 km da costa se mostrou suficiente para atender à demanda projetada em todas as distâncias analisadas, destacando o potencial da região para a criação de *hubs* integrados. No Sudeste, entretanto, a demanda a partir de 250 km da costa supera a capacidade de produção mapeada a 100 km, indicando a necessidade de ajustes na infraestrutura ou de um planejamento mais estratégico para suprir o crescimento da demanda, como a complementariedade com outras fontes de energia além da eólica *offshore*. Já no Sul, embora a região apresente o maior potencial gerador, a demanda a maiores distâncias também gera desafios, principalmente quando a produção é limitada a 50 km da costa.

O uso da ferramenta "*Weighted Central Feature*" para otimizar a localização das plantas de eletrólise na análise a partir do consumo mostrou variações dependendo da distância considerada e da demanda local. No Nordeste, o Porto de São Luís foi identificado como o local ideal para consumidores em um raio de até 100 km, enquanto a Refinaria Abreu e Lima (RNEST) se destacou para distâncias de 250 km e 500 km. No Sudeste, a localização ideal varia desde a siderúrgica SIMEC em Cariacica até o Porto de Santos, conforme a distância considerada. No Sul, o Porto de Rio Grande é o mais adequado para distâncias menores, mas para maiores distâncias, como 500 km ou mais, o Porto de Paranaguá e até mesmo o Porto de Santos, no Sudeste, são opções mais indicadas.

Na análise realizada a partir dos portos selecionados como potenciais locais de instalação da planta de eletrólise, observa-se que, de modo geral, os portos do Sudeste apresentam um potencial consumidor até cinco vezes maior que os portos do Nordeste. No entanto, nenhum porto possui capacidade de geração suficiente para atender à demanda em um raio de 1.000 km, o que evidencia a necessidade de planejar a otimização do transporte para suprir a demanda crescente de hidrogênio no país. Recomenda-se,

portanto, que o transporte e a logística do hidrogênio potencialmente produzido a partir da energia eólica *offshore* sejam objeto de um estudo específico para o acesso até os consumidores finais.

Considerando a limitação da metodologia utilizada, sugere-se a realização de um estudo específico voltado para a identificação de estradas e rotas adequadas ao transporte rodoviário de hidrogênio, considerando as peculiaridades regionais e a infraestrutura existente. Esse estudo poderia incorporar a aplicação de um fator de tortuosidade para mensurar o impacto de trajetos não lineares, otimizando o planejamento logístico e proporcionando maior precisão na estimativa de custos e tempos de transporte.

Uma possibilidade para melhorar a integração do transporte seria estudar a viabilidade de desenvolver uma rede de gasodutos dedicada ao transporte de hidrogênio, o que poderia reduzir significativamente os custos de distribuição em longas distâncias e permitir maior conectividade entre regiões de alto potencial de produção e consumo. Complementarmente, a logística de transporte por caminhões especializados poderia ser analisada, dada a flexibilidade de atender regiões com menor densidade de consumo ou mais isoladas. Outra abordagem que merece ser investigada seria o uso da rede elétrica para transportar eletricidade até certo ponto e, assim, permitir a instalação de plantas de eletrólise mais próximas dos centros consumidores. Isso minimizaria a necessidade de desenvolver novas infraestruturas de transporte de hidrogênio, aproveitando a infraestrutura elétrica já existente.

Neste estudo, a análise focou justamente no mapeamento de consumidores próximos ao potencial gerador, minimizando a necessidade de transporte. No entanto, à medida que o mercado se expande para áreas mais interiores, a viabilidade de diferentes modos de transporte, como gasodutos, caminhões e até mesmo a utilização da rede elétrica para produção de hidrogênio *in loco*, precisa ser avaliada. Cada um desses métodos apresenta vantagens e desafios que devem ser explorados em estudos futuros, especialmente em relação aos custos, segurança e eficiência a longo prazo.

Outra limitação associada à metodologia adotada é que as plantas de produção de hidrogênio seriam localizadas nos mesmos pontos onde atualmente ocorrem as importações de amônia, metanol e seus derivados. Contudo, é fundamental considerar a possibilidade de reposicionar estratégicamente a produção de hidrogênio em regiões que

apresentem um equilíbrio mais favorável entre oferta e demanda, viabilizando a criação de *hubs* integrados e otimizados para atender às necessidades do mercado.

No que diz respeito ao mercado consumidor mapeado, os setores selecionados já representam uma demanda suficientemente robusta para justificar a criação de um mercado de hidrogênio. O estudo focou nesses setores sob a justificativa de que eles atuariam como âncoras, estimulando o crescimento do mercado e criando condições para que outros também integrem esse ecossistema, à medida que a infraestrutura se desenvolve. Nesse sentido, futuros estudos poderiam explorar outros setores com grande potencial de consumo de hidrogênio, como as indústrias de cimento, vidro e combustíveis de aviação e rodoviário, que não foram abordados neste trabalho.

Em vista disso, outro aspecto que merece atenção é a expansão do consumo para o interior, visto que os mercados emergentes de combustíveis de aviação e rodoviário, indicam a necessidade de expandir a distribuição para além das regiões costeiras. Setores como o transporte aéreo, especialmente em aeroportos localizados no interior do país, e o transporte rodoviário de longa distância, que cobre uma vasta malha rodoviária, poderiam se beneficiar dos combustíveis *Power-to-X* como alternativa aos combustíveis fósseis. Futuros estudos poderiam investigar o potencial desse mercado consumidor, considerando o planejamento da infraestrutura de distribuição a essas regiões e setores, promovendo um mercado mais diversificado.

Nesse contexto, uma alternativa inovadora a ser explorada em novos estudos considerando o potencial mercado consumidor dos setores de transporte seria a coeletrólise de água e dióxido de carbono para produzir gás de síntese, uma rota promissora para a produção de combustíveis líquidos e hidrocarbonetos de cadeia mais longa. Essa alternativa tem potencial para ampliar o portfólio de produtos derivados do hidrogênio, além de otimizar o aproveitamento de CO₂, contribuindo ainda mais para a descarbonização do setor de transporte.

Em relação ao potencial gerador, um fator limitante foi a escolha de restringir a análise à geração de hidrogênio a partir de energia eólica *offshore* em um raio de até 100 km da costa. Tal premissa foi adotada baseada no estudo de CALADO e CASTRO (2021), que sugere um ponto de equilíbrio econômico para a eletrólise *onshore* a partir da geração eólica *offshore* entre 50 e 100 km da costa. Embora essa delimitação seja pertinente no contexto deste estudo, ela reflete realidades geográficas e econômicas

distintas das brasileiras, o que pode ter subestimado ou superestimado o real potencial de geração dessa configuração no país.

Estudos específicos para o Brasil poderiam determinar com maior precisão a distância ideal da costa em que o transporte de hidrogênio por gasodutos se torna mais vantajoso do que a transmissão de eletricidade por cabos submarinos, otimizando os custos de produção de hidrogênio e garantindo a viabilidade técnica das diferentes configurações de eletrolisadores. Essa análise deve levar em conta variáveis como a profundidade da plataforma continental, o potencial eólico em diferentes distâncias e os custos de transmissão, ajustando-se às particularidades geográficas e econômicas do país.

A partir da definição da distância ideal, outra sugestão relevante para novos estudos seria explorar a implementação de eletrolisadores diretamente nas plataformas *offshore*. Com essa abordagem, o hidrogênio seria produzido e comprimido diretamente no mar, sendo transportado por gasodutos até a costa. Isso poderia reduzir as perdas de energia associadas à transmissão elétrica, ampliando o potencial de produção de hidrogênio verde e consolidando o Brasil como um importante *player* no mercado global de energia renovável.

Por fim, é importante destacar que este estudo não se propôs a analisar a viabilidade financeira do uso de H₂ verde produzido a partir de eólicas *offshore* nos setores mapeados como potenciais consumidores. Dessa forma, seria interessante desenvolver um estudo específico que avaliasse qual seria o preço do carbono necessário para incentivar a transição para o consumo de H₂ verde, analisando a competitividade frente a outras fontes energéticas em cada um dos setores analisados. Esse tipo de análise permitiria identificar em que ponto cada setor passaria a adotar o hidrogênio verde como uma alternativa viável, ajudando a compreender melhor o papel que o hidrogênio pode desempenhar na descarbonização desses mercados. Nesse sentido, um ponto relevante para estudos futuros seria o desenvolvimento de um arcabouço institucional e de incentivos específicos para promover a mudança do hidrogênio cinza para o verde, facilitando uma transição estrutural que integre políticas, regulamentações e estímulos econômicos.

Outro ponto a ser destacado nesse sentido é que o estudo se limitou a analisar o mercado produtor de hidrogênio com base na eletrólise alimentada por energia eólica *offshore*. No entanto, há outras fontes de energia renováveis potencialmente mais baratas, como a solar e a eólica *onshore*, que também podem ser exploradas para a produção de

hidrogênio via eletrólise. Além disso, outras rotas tecnológicas, como a reforma a vapor de biogás, podem contribuir significativamente para a produção de hidrogênio de baixa emissão de CO₂, ampliando o leque de alternativas para a descarbonização e fornecendo maior flexibilidade para o desenvolvimento desse mercado no Brasil.

As projeções da Agência Internacional de Energia (IEA 2023) indicam um crescimento substancial na demanda global por hidrogênio de origem renovável nas próximas décadas, oferecendo ao Brasil uma oportunidade única de se consolidar como um importante agente global neste mercado. No entanto, para que isso aconteça, é fundamental que a abordagem coordenada integre produção, demanda, infraestrutura e transporte, de modo a otimizar tanto o consumo interno quanto a capacidade de exportação. Dessa forma, a otimização dos *hubs* de hidrogênio será essencial para que o Brasil se posicione de forma competitiva no mercado global de hidrogênio.

Os resultados deste estudo indicam que o Brasil possui potencial para desenvolvimento de um mercado nacional de hidrogênio, impulsionado por seus vastos recursos naturais. No entanto, para o pleno desenvolvimento desse mercado, será necessária uma abordagem coordenada que integre o planejamento da infraestrutura de produção com a otimização da logística de transporte até os consumidores finais. O uso de *hubs* costeiros e portuários surge como uma estratégia viável para o desenvolvimento inicial do mercado, mas à medida que a demanda dos consumidores aumentar, a capacidade de geração e o planejamento das instalações de eletrólise deverão ser ajustados para garantir o crescimento sustentável.

A criação de *hubs* de hidrogênio verde em áreas costeiras brasileiras demonstra ser uma estratégia promissora para estimular o consumo interno, especialmente considerando que grande parte da demanda potencial está concentrada nessas regiões. Estabelecer uma demanda âncora por meio de setores estratégicos poderia viabilizar as economias de escala necessárias para tornar o hidrogênio competitivo, além de apoiar a descarbonização da indústria nacional. Esse movimento aceleraria o desenvolvimento da infraestrutura necessária para expandir o mercado de hidrogênio no país, contribuindo para a transição energética e o fortalecimento da economia sustentável.

Referências

- ABISOL. *Anuário Brasileiro de Tecnologia em Nutrição Vegetal*. 2017.
- AGORA ENERGIEWENDE. "Making renewable hydrogen cost-competitive." 2021.
- AGORA INDUSTRY. "H2 hotspots: Mapping the cost of green hydrogen production in Europe." 2024.
- AHK. *Um transporte mais limpo e acessível: A transformação de hidrogênio em amônia e vice-versa*. 2020.
- AL-QAHTANI, AMJAD, BRETT PARKINSSON, KLAUS HELLGARDT, NILAY SHAH, and GONZALO GUILEN-GONZALBEZ. "Uncovering the true cost of hydrogen production routes using life cycle monetisation." *Applied Energy*, 2020.
- AMBIPAR e PORTO DO AÇU. "Estudo de Impacto Ambiental - Hub de hidrogênio e derivados de baixo carbono do Porto do Açu." Rio de Janeiro, 2023.
- ANA. *Índice de Segurança Hídrica*. 06 04, 2019.
- ANA. *Plano Nacional de Segurança Hídrica*. 06 30, 2024.
<https://pnsh.ana.gov.br/seguranca>.
- ANDERSSON, JOAKIM, and STEFAN GRÖNKVIST. "Large-scale storage of hydrogen." *International journal of hydrogen energy*, 2019.
- ANP. "Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2023." Rio de Janeiro, 2023.
- ANP. *ANP autoriza comercialização de combustível marítimo com biodiesel*. 08 29, 2024. https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/anp-autoriza-comercializacao-de-combustivel-maritimo-com-biodiesel. 2024a
- ANP. 2024. <https://www.gov.br/anp/pt-br/acesso-a-informacao>. 2024b
- AUSTRALIA. "World's first liquid hydrogen shipment to set sail for Japan." *Department of Climate Change, Energy, the Environment and Water*. 2022. <https://www.dcceew.gov.au/about/news/worlds-first-liquid-hydrogen-shipment-to-set-sail-for-japan>.

BAE, ANDRÉ SONG SILVA. "AVALIAÇÃO DO ATUAL STATUS DE DESENVOLVIMENTO DA INDÚSTRIA." 2021.

BALAT, M. "Potential importance of hydrogen as a future solution to environmental and transportation problems." *International Journal of Hydrogen Energy*,, 2008.

BENSMANN, B., R. HANKE-RAUSCHENBACH, I. K. PEÑA ARIAS, and SUNDMACHER. "Energetic evaluation of high pressure PEM electrolyzer systems for intermediate storage of renewable energies. ." *Electrochimica Acta*, 2013.

BERTUCCIOLI, L., A. CHAN, D. HART, and et al. "Development of Water Electrolysis in the European Union. ." *Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking*,, 2014.

BLOOMBERGNEF. "Hydrogen Economy Outlook, Key messages." 2020.

BNDES. "Hidrogênio de baixo carbono: oportunidades para o protagonismo brasileiro na produção de energia limpa." 2022.

BRASIL. *DECRETO N° 10.946, DE 25 DE JANEIRO DE 2022*. Presidência da República. Secretaria-Geral. Subchefia para Assuntos Jurídicos, 2022.

BRASIL. *Exportação e Importação Geral*. 2023. <http://comexstat.mdic.gov.br/pt/geral>.

BRASIL. *LEI N° 14.948, DE 2 DE AGOSTO DE 2024. Marco Legal do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono*. Brasília, 2024.

CALADO, GONÇALO, and RUI CASTRO. "Hydrogen Production from Offshore Wind Parks: Current Situation and Future Perspectives." *applied sciences*, 2021.

CÂMARA DOS DEPUTADOS . "Projeto de Lei n° 576, de 2021." 2021.

CÂMARA DOS DEPUTADOS. *Câmara aprova projeto dos “combustíveis do futuro”*. 03 13, 2024. <https://www.camara.leg.br/noticias/1043361-camara-aprova-projeto-dos-combustiveis-do-futuro/#:~:text=A%20C%C3%A2mara%20dos%20Deputados%20aprovou,gasolina%20e%20ao%20diesel%2C%20respectivamente>.

—. "PL 2308/2023." CÂMARA DOS DEPUTADOS. 2024. <https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2359608&fichaAmigavel=nao>.

CARMO, M., D. L. FRITZ, J. MERGEL, and D. STOLTEN. "A comprehensive review on PEM water electrolysis." *International Journal of Hydrogen Energy*, 2013.

CERRI, I., F. LEFEBVRE-JOUD, and P. et al. HOLTAPPELS. "Strategic Energy Technology Plan: Scientific Assessment in support of the Materials Roadmap enabling Low Carbon Energy Technologies: Hydrogen and Fuel Cells." 2012.

CFI. *Corporate Finance Institute*. 01 27, 2024.
<https://corporatefinanceinstitute.com/resources/knowledge/finance/levelized-cost-of-energyLCOE/>.

CNI. *Hidrogênio sustentável: perspectivas e potencial para a indústria brasileira*. Brasília: CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA - CNI, 2022.

COMPANHIA NACIONAL DE ABASTECIMENTO. <https://www.conab.gov.br/>. 2021.

DECOURT, B., B. LAJOIE, R. DEBARRE, and O. SOUPA. "Hydrogen-Based Energy Conversion, More Than Storage: System Flexibility." 2014.
www.sbc.slb.com/sbcinstitute.aspx.

DENIZ, C., and B. ZINCIR. *Environmental and economical assessment of alternative marine fuels*, *Journal of Cleaner Production*,. 2016.

DIEGUEZ, P., A. URСUA, and P. SANCHIS. "Thermal performance of a commercial alkaline water electrolyzer: Experimental study and mathematical modeling." *International Journal of Hydrogen Energy*, 2008.

DNV GL. *Alternative Fuels Insight*. 2020.

DNV. "DNV Maritime Forecast ." 2022.

DNV. "DNV Maritime Forecast." 2023.

—. *Methanol as marine fuel: Environmental benefits, technology readiness, and economic feasibility*. International Maritime Organization. . 2016.

DOE. "Hydrogen Production, Technical Team Roadmap. ." 2013.

DTU. *Global Wind Atlas 3.0*. 2022. <https://globalwindatlas.info/en>.

EBBESEN, S. D., S. H. JENSEN, A. HAUCH, and M. B. MOGENSEN. "High temperature electrolysis in alkaline cells, solid proton conducting cells, and solid oxide cells." *Chemical Reviews*, 2014.

EIA. "Levelized Costs of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2022." *Annual Energy Outlook 2022*, 2022.

ELLIS, J., and K. TANNEBERGER. *Study on the use of ethyl and methyl alcohol as alternative fuels in shipping*. Göteborg, Sweden: European Maritime Safety Agency, 2015.

EMBRAPA. *Fixação biológica do nitrogênio*. 2023. <https://www.embrapa.br/tema-fixacao-biologica-de-nitrogenio/nota-tecnica>.

EPE. *Análise de Conjuntura do Setor Elétrico Brasileiro*. 2017.

EPE. "Plano Indicativo de Gasodutos de Transporte." 2019a

EPE. "Informe Técnico Competitividade do Gás Natural: Estudo de Caso na Indústria de Metanol." 2019b

EPE. "Precificação de óleo combustível marítimo para cabotagem." 2019c

EPE. "Roadmap Eólica Offshore Brasil - Perspectivas e caminhos para a energia eólica marítima." Rio de Janeiro, 2020a

EPE. "Combustíveis renováveis para uso em motores do ciclo Diesel." 2020b

EPE. "Plano Decenal de Expansão de Energia 2029." 2020c

EPE. "Plano Nacional de Energia 2050." Rio de Janeiro, 2021a

EPE. *Bases para Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio*. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética, 2021b

EPE. "Plano Decenal de Expansão de Energia 2032." 2022a

EPE. "Produção e Consumo de Hidrogênio em refinarias no Brasil." 2022b

EPE. *Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis - Ano 2022*. Empresa de Pesquisa Energética, 2022c

EPE. "Gás natural como matéria-prima para Ureia." Rio de Janeiro, 2023a

EPE. "Balanço Energético Nacional." Rio de Janeiro, 2023b

EPE. "Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032 Gás Natural." Rio de Janeiro, 2023c

EPE. "Balanço Energético Nacional." Rio de Janeiro, 2024.

EPE. *WEBMAP interativo do sistema energético brasileiro.* 01 20, 2024. <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/webmap-epe>.

EUROPEAN COMISSION. 2024. https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024_en.

EUROPEAN HYDROGEN BACKBONE. "How a Dedicated Hydrogen Infrastructure Can Be Created." 2020.

—. *How a Dedicated Hydrogen Infrastructure Can Be Created.* 2020.

FARIAS, L. T. "Avaliação da produção integrada de hidrogênio e metanol para redução de emissões de carbono no refino de petróleo." Rio de Janeiro: Programa de Planejamento Energético, COPPE/UFRJ, 2014.

FERREIRA, EDUARDO MOURA DA SILVA. *ENERGIA EÓLICA OFFSHORE: TRATAMENTO DE DADOS E AVALIAÇÃO DE APROVEITAMENTO EM ÁREAS DE GRANDE POTENCIAL NO BRASIL.* Programa de Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2019.

FGV CERI. "Transporte de Gás Natural no Brasil." Rio de Janeiro, 2018.

FRAUNHOFER IEE. *The Limitations of Hydrogen Blending in the European Gas Grid.* Berlin: European Climate Foundation (ECF), 2022.

GLOBALFERT. "Outlook GlobalFert 2023." Rio Claro, 2023.

GOVERNO FEDERAL. "NDC Registry." UNFCCC. 10 27, 2023. <https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2023-11/Brazil%20First%20NDC%202023%20adjustment.pdf> (accessed 2024).

GROENEMANS, HUGO, JUDITH LATTIMER, GENEVIEVE SAUR, and HUI XU. "Techno-economic analysis of offshore wind PEM water electrolysis for H2 production." *Chemical Engineering*, 2022.

GUEDES, FERNANDA PIRES DOMINGUES CARDOSO. *A multi-regional optimization model for the brazilian oil refining.* Rio de Janeiro, 2019.

GUPTA, RAM B., ANGELO BASILE, and T. NEJAT VEZIROGLU. *Compendium of Hydrogen Energy.* Woodhead Publishing Series in Energy: Number 84, 2016.

GWEC. *Global Wind Report: Annual Market Update 2017.* GWEC/Global Wind, 2018.

- GWEC. *Global Wind Energy Council (GWEC). Global Wind Report 2021.* 2022.
- GWEC. *Global Wind Energy Council (GWEC). Global Auction Database 2022.* 2023.
- GWEC. "GWEC | GLOBAL WIND REPORT 2024." 2024.
- HEINRICH BÖLL STIFTUNG. "Desafios e oportunidades para o Brasil com o hidrogênio verde." 2021.
- HIGGINS, P., and A. FOLEY. "The evolution of offshore wind power in the United Kingdom." *Renewable and Sustainable Energy Reviews.*, 2014.
- HUANG, YOUNG. *CONVERSION OF A PILOT BOAT TO OPERATION ON METHANOL.* CHALMERS UNIVERSITY OF TECHNOLOGY, 2015.
- HYDROGEN COUNCIL. *Hydrogen Insights A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness.* 2021.
- HYDROGEN EUROPE. "European Hydrogen Bank pilot auction results spark renewable hydrogen competitiveness." *Hydrogen Europe.* 2024. <https://hydrogeneurope.eu/european-hydrogen-bank-pilot-auction-results-spark-renewable-hydrogen-competitiveness/>.
- IBAMA. "TERMO DE REFERÊNCIA Estudo de Impacto Ambiental e Relatório de Impacto Ambiental (EIA/Rima) Tipologia: COMPLEXOS EÓLICOS MARÍTIMOS (OFFSHORE)." 2020.
- IBAMA. *Mapas de projetos em licenciamento - Complexos Eólicos Offshore.* 05 07, 2024. <https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/laf/consultas/mapas-de-projetos-em-licenciamento-complexos-eolicos-offshore>.
- IBP. "Posicionamento IBP – PL Eólicas Offshore." 2023.
- ICCT. *Aligning the IMO's Greenhouse Gas Fuel Standard with its GHG strategy and the Paris Agreement.* 2024. <https://theicct.org/aligning-the-imos-greenhouse-gas-fuel-standard-with-its-ghg-strategy-and-the-paris-agreement-jan24/>.
- IMO. *IMO's newly revised GHG strategy: What it means.* 2023. <https://theicct.org/marine-imo-updated-ghg-strategy-jul23/>.
- IDRA. "Desalination at a glance." *International Desalination and Reuse Association.* 05 23, 2024. <https://idadesal.org/wp-content/uploads/2021/06/desalination-at-a-glance.pdf>.

- IEA. *The Future of Hydrogen - Seizing today's opportunities*. 2019.
- IEA. "Hydrogen in Latin America From near-term opportunities to large-scale." 2021.
- IEA. "Global Hydrogen Review 2022." 2023.
- IEA. "Global Hydrogen Review 2023." 2024a
- IEA. "World Energy Investment 2024." 2024b
- IEA. *Net Zero Emissions by 2050 Scenario (NZE)*. <https://www.iea.org/reports/global-energy-and-climate-model/net-zero-emissions-by-2050-scenario-nze> (accessed 2024). 2024c.
- IFA. *IFA Annual Report*. International Fertilizer Association, 2023.
- INSTITUTO AÇO BRASIL. "Anuário Estatístico 2023." 2023.
- INSTITUTO E+, AGORA INDUSTRY e COGNITIO CONSULTORIA. "12 Insights sobre Hidrogênio – edição Brasil." 2024.
- IPCC. "AR6 - Working group III - Mitigation of Climate Change." 2022.
- IRENA e GWEC. "Enabling frameworks for offshore wind scaleup: Innovations in permitting." 2024.
- IRENA. "Renewable Energy Policies in a Time of Transition." 2018.
- IRENA. Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal. International Renewable Energy Agency. 2020.
- IRENA. *Making the breakthrough: green hydrogen policies and technology costs*. Abu Dhabi: INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY – IRENA, 2021a
- IRENA. *Innovation Outlook: Renewable Methanol*. . International Renewable Energy Agency. 2021b
- IRENA. "Water for hydrogen production." 2023a
- IRENA. "World Energy Transitions Outlook 2023: 1.5°C Pathway." 2023b
- KALDELLIS, J. K., and M. KAPSALI. "Shifting towards offshore wind energy." *Energy Policy*, 2013.

KOH, W.X.M., and E.Y.K. NG. *EFFECTS OF REYNOLDS NUMBER AND DIFFERENT TIP LOSS MODELS ON THE ACCURACY OF BEM APPLIED TO TIDAL TURBINES AS COMPARED TO EXPERIMENTS*. 2016.

KUMAR, Y., J. RINGENBERG, S. S. DEPURU, V. K. DEVABHAKTUNI, and J. LEE. "Wind energy: trends and enabling technologies." 2016.

LEWIS, J. *Ammonia Energy: Implications and Considerations*. . Ammonia Energy Association., 2018.

LOZANO-CASTELLÓ, D., F. S. GARCÍA, Á. LINARES-SOLANO, and D. CAZORLA AMORÓS. "Chapter 12 - Advances in Hydrogen Storage in Carbon Materials." In *Gandía; G. Arzamendi; P. M. Diéguez*, by L. M. Gandía, G. Arzamendi and P. M. Diéguez. 2013.

MASMA. *Large-scale long-distance land-based hydrogen transportation systems: A comparative techno-economic and greenhouse gas emission assessment*. Publicado por *Clean Air Task Force*. 2023.

MCKINSEY AND COMPANY. "The green hidden gen - Brazil's opportunity to become a sustainability powerhouse." 2022.

MDIC. *Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços*. 08 02, 2024. <https://www.gov.br/mdic/pt-br/assuntos/noticias/2024/agosto/sancionada-lei-que-institui-o-marco-legal-do-hidrogenio-de-baixa-emissao-de-carbono>.

METHANOL INSTITUTE. "Monetizing gas through methanol." 2019.

MILLER, N. W., M. SHAO, and S. VENKATARAMAN. "California ISO (CAISO) Frequency Response Study." 2011.

MINISTÉRIO DA FAZENDA. *Recintos Aduaneiros*. 2024. <https://www.gov.br/receitafederal/pt-br/assuntos/aduana-e-comercio-exterior/importacao-e-exportacao/recinto-aduaneiros>.

MINISTÉRIO DOS TRANSPORTES. *Mapas nacionais e Bases georreferenciadas*. 06 23, 2024. <https://www.gov.br/transportes/pt-br/assuntos/dados-de-transportes/bit/bit-mapas>.

MME. *ESTUDOS DA RESOLUÇÃO CNPE N° 18/2019* . Comitê de Avaliação do Abastecimento de Combustíveis Aquaviários , 2019.

MME. "PROGRAMA NACIONAL DO HIDROGÊNIO - PLANO DE TRABALHO TRIENAL 2023-2025." 2022.

MORAIS, J. M. DE. *Petróleo em Águas Profundas: Uma história tecnológica da PETROBRAS na exploração e produção offshore*. Brasília, Brasil: Ipea, Petrobras, 2013.

MÜLLER, MATHEUS DO NASCIMENTO. "ANÁLISE DE TECNOLOGIAS E CUSTOS PARA INSERÇÃO DA ENERGIA EÓLICA OFFSHORE NA COSTA BRASILEIRA." COPPE/UFRJ, 2019.

NIKANDER, S. "Greenhouse Gas and Energy Intensity of Product Chain: Case Transport Biofuel. ." Tese de Mestrado em Engenharia, Universidade de Helsinque, Finlândia. 9 de maio de 2008., 2008.

NO, S. Y. "Application of hydrotreated vegetable oil from triglyceride based biomass to CI engines - A review." *Fuel*, 2014.

NOTTEBOOM, THEO, and HERCULES HARALAMBIDES. "Seaports as green hydrogen hubs: advances, opportunities and challenges in Europe." *Maritime Economics & Logistics*, 2023.

NREL. "Estudo de Viabilidade e Custo do Local Eólico Offshore em Oregon." By National Renewable Energy Laboratory. 2019.

ONDA, K., T. KYAKUNO, K. HATTORI, and K. ITO. "Prediction of production power for high pressure hydrogen by high-pressure water electrolysis." *Journal of Power Sources*, 2004: 64–70.

ORTIZ, G. P., and M KAMPEL. "Potencial de energia eólica offshore na margem do Brasil." *Oceanografia e Políticas Públicas*. . Santos, SP, Brasil: Simpósio Brasileiro de Oceanografia. , 2011.

PETROBRAS. *Diesel R: uma nova geração de combustíveis*. 2024.
<https://petrobras.com.br/quem-somos/diesel-r5>.

PIMENTA, F., W. KEMPTON, and R. GARBINE. "Combining meteorological stations and satellite data to evaluate the offshore wind power resource of Southeastern Brazil. ." *Renewable Energy*, 2008.

PINHO, LUCAS LIMA REIS DE. "AVALIAÇÃO DA PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO A PARTIR DE EXCEDENTES DE." 2017.

PIVETTA, D., C. DALL'ARMI, P. SANDRIN, M. BOGAR, and R. TACCANI. "The role of hydrogen as enabler of industrial port area decarbonization." *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2023.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. "DECRETO Nº 10.946, DE 25 DE JANEIRO DE 2022." 2022.

RAMAKRISHNAN, SHANMUGAM, MOSTAFA DELPISHEH, CAILLEAN CONVERY, DANIEL NIBLETT, MOHANRAJ VINOTHKANNAN, and MOHAMED MAMLOUK. "Offshore green hydrogen production from wind energy: Critical review and perspective." *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2024.

RICHARDSON, YOHAN, JOËL BLIN, and ANNE JULBE. "A short overview on purification and conditioning of syngas produced by biomass gasification: Catalytic strategies, process intensification and new concepts." *Progress in Energy and Combustion Science*, 2012.

SCHAEFFER, R., A. SZKLO, D. CASTELO BRANCO, G. GOMES, D. MALAGUETA, and I. COSTA. *Reduções de emissões nas cadeias de produção de combustíveis fósseis (Downstream)*. Rio de Janeiro: PPE/ COPPE/ UFRJ, 2009.

SCHALENBACH, M., M. CARMO, D. L. FRITZ, J. MERGEL, and D. STOLTEN. "Pressurized PEM water electrolysis: Efficiency and gas crossover. ." *International Journal of Hydrogen Energy*, 2013.

SCHÉELE, JOACHIM VON. "Pathways towards full use of hydrogen as reductant and fuel." *Matériaux & Techniques*, 2023.

SCHILLER, G., A. ANSAR, M. LANG, and O. PATZ. "High temperature water electrolysis using metal supported solid oxide electrolyser cells (SOEC)." *Journal of Applied Electrochemistry*, 2009.

SHAFIEE, ROXANA T., and DANIEL P. SCHRAG. "Carbon abatement costs of green hydrogen across end-use sectors." *Joule*, 2024.

SILVA. "Energia a Partir do Uso de Hidrogênio." In *Fontes Renováveis de Energia no Brasil.*, by M. T. Tolmasquim, 379–424. 2003.

SILVA, AMANDA. "Potencial Eólico Offshore no Brasil: Localização de Áreas Nobres Através de Análise Multicritério." 02 2019.

SILVA, F.M.S, L.B. OLIVEIRA, C.F. MAHLER, and J.P. BASSIN. "Hydrogen production through anaerobic co-digestion of food waste and crude glycerol at mesophilic conditions." *International Journal of Hydrogen Energy*, 2017: Volume 42, número 36, Pages 22720-22729.

SINGH, SONAL, et al. *HYDROGEN: A SUSTAINABLE FUEL FOR FUTURE OF THE TRANSPORT SECTOR*. 2015.

SINGLITICO, ALESSANDRO, JACOB ØSTERGAARD, and SPYROS CHATZIVASILEIADIS. "Onshore, offshore or in-turbine electrolysis? Techno-economic overview of alternative integration designs for green hydrogen production into Offshore Wind Power Hubs." *Renewable and Sustainable Energy Transition*, 2021.

SON, HEECHANG, BJØRN AUSTBØ, TRULS GUNDERSEN, JIHYUN HWANG, and YOUNGSUB LIM. "Economic Analysis of a Hydrogen Liquefaction Process Based on Techno-Economic and Energy Optimization." 2022.

STAMBOULI, A. B., and E. TRAVERSA. "Solid oxide fuel cells (SOFCs): A review of an environmentally clean and efficient source of energy." *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2002.

SZETO, WAI, and DENNIS Y.C. LEUNG. "Is hydrotreated vegetable oil a superior substitute for fossil diesel? A comprehensive review on physicochemical properties, engine performance and emissions." *Fuel*, 07 28, 2022.

SZKLO, A., V. ULLER, and M. BONFÁ. *Fundamentos do Refino do Petróleo: Tecnologia e Economia*. Rio de Janeiro: Editora Intericênciia, 2012.

TAVARES, AMANDA. "O papel do transporte de gás natural na transição energética." *Ensaio energético*, 2021.

THE ROYAL SOCIETY. "Ammonia: zero-carbon fertilizer, fuel and energy store." 2020.

THOMMESSEN, CHRISTIAN, MAXIMILIAN OTTO, FLORIAN NIGBUR, JÜRGEN ROES, and ANGELIKA HEINZEL. "Techno-economic system analysis of an offshore energy hub with an outlook on electrofuel applications." *Smart Energy*, 2021.

TOLMASQUIM, MAURICIO. *Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica*. EPE, 2016.

UNFCCC. "Summary of Global Climate Action at COP 28." 2023. https://unfccc.int/sites/default/files/resource/Summary_GCA_COP28.pdf.

URSUA, A., L. M. GANDIA, and P. SANCHIS. "Hydrogen Production From Water Electrolysis: Current Status and Future Trends." *Proceedings of the IEEE*. 2012. <http://ieeexplore.ieee.org/ielx5/5/6132586/05898382.pdf?tp=&arnumber=5898382&isnumb>.

VARGAS, P. R. *Analysis of Cost Reduction Opportunities in Offshore Wind*. . Madrid: Universidade Pontifica Comillas. , 2016.

VIANA, LAURA DE BRITTO PEREIRA. "AVALIAÇÃO DE UM CORREDOR VERDE ENTRE BRASIL E CHINA PARA TRANSPORTE MARÍTIMO DE MINÉRIO DE FERRO COM USO DO METANOL." PPE/COPPE/UFRJ, 2023.

VINHOZA, AMANDA, ANDRÉ FP LUCENA, PEDRO RR ROCEDO, and ROBERTO SCHAEFFER. "Brazil's Offshore Wind Cost Potential and Supply Curve." *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 2023.

VON SCHÉELE, JOACHIM. "Pathways towards full use of hydrogen as reductant and fuel." *Matériaux & Techniques*, 2023.

WANG, T., X. CAO, and L. JIAO. *PROGRESS IN HYDROGEN PRODUCTION COUPLED WITH ELECTROCHEMICAL OXIDATION OF SMALL MOLECULES*. . ANGEWANDTE CHEMIE INTERNATIONAL EDITION., 2022.

WANG, Xu, Jiale LI, Xuefei YANG, and Xiangwu. ZENG. "A review on recent advancements of substructures for offshore wind turbines." In *Energy Conversion and Management*., v. 158, p. 103 – 119. 2018.

WAYCARBON. *Elaboração de Estudos Setoriais (Energia Elétrica, Combustíveis, Indústria e Agropecuária) e Proposição de Opções de Desenho de Instrumentos*

de Precificação de Carbono Componente I da Fase de Implementação do PMR.
2019.

WEI, HUANG KEN. *ANÁLISE COMPARATIVA DO PORTO AO NAVIO DE COMBUSTÍVEIS ALTERNATIVOS PARA TRANSPORTE MARÍTIMO.* Rio de Janeiro: COPPE UFRJ, 2021.

WINTER, C. J. "Hydrogen energy - Abundant, efficient, clean: A debate over the energy system-of-change." *International Journal of Hydrogen Energy*, 2009.

WORLD BANK GROUP. "Offshore Wind Development Program - Cenários para o Desenvolvimento de Eólica Offshore no Brasil." 2024.

WTO. *Overview of Developments in the International Trading Environment.* World Trade Organization, 2023.

YANG, H., C. ZHAO, Z. LI, T. LU, and J. ZHANG. "GREEN HYDROGEN SCALE PREDICTION BASED ON SYSTEM DYNAMICS MODEL FOR CARBON NEUTRALITY." 2023.

ZENG, K., and D. ZHANG. "Recent progress in alkaline water electrolysis for hydrogen production and applications." *Progress in Energy and Combustion Science*, 2010.

ZGONNIK, VIACHESLAV. *THE OCCURRENCE AND GEOSCIENCE OF NATURAL HYDROGEN: A COMPREHENSIVE REVIEW.* 2020.

Anexo I

Tabela 10. Consumidores mapeados e respectivo potencial consumo de H₂ (t/a).

Pontos de consumo	Setor	Localização	Consumo H₂ (t/a)
Porto de Santos	Amônia e derivados	Santos, SP	399.753
Porto de Paranaguá	Amônia e derivados	Paranaguá, PR	331.261
Porto de Rio Grande	Amônia e derivados	Rio Grande, RS	167.883
Porto de São Francisco Do Sul	Amônia e derivados	São Francisco do Sul, SC	164.114
Porto de Paranaguá	Metanol	Paranaguá, PR	130.617
REPLAN	Refinaria de Petróleo	Paulínia, SP	123.051
RNEST	Refinaria de Petróleo	Ipojuca, PE	98.441
RPBC	Refinaria de Petróleo	Cubatão, SP	94.175
Porto de Vitoria	Amônia e derivados	Vitória, ES	89.778
PTR Cáceres	Rede de Gás Natural	Cáceres, MT	81.757
Unigel SE	Amônia e derivados	Laranjeiras, SE	79.545
REDUC	Refinaria de Petróleo	Duque de Caxias, RJ	74.388
Yara Cubatão	Amônia e derivados	São Paulo, SP	68.435
Unigel BA	Amônia e derivados	Camaçari, BA	67.955
Porto de São Luis	Amônia e derivados	São Luís, MA	63.794
REPAR	Refinaria de Petróleo	Araucária, PR	61.361

ArcelorMittal Aços Longos	Siderurgia	Juiz de Fora, MG	59.070
ArcelorMittal Aços Longos	Siderurgia	Piracicaba, SP	59.070
Gerdau Aços Longos - Cosigua	Siderurgia	Rio de Janeiro, RJ	59.070
REFAP	Refinaria de Petróleo	Canoas, RS	59.064
REGAP	Refinaria de Petróleo	Betim, MG	58.736
ArcelorMittal Sul Fluminense	Siderurgia	Resende, RJ	53.700
REVAP	Refinaria de Petróleo	São José dos Campos, SP	53.486
Porto de Salvador	Amônia e derivados	Salvador, BA	52.099
Porto de Imbituba	Amônia e derivados	Imbituba, SC	48.451
Gerdau Aços Longos	Siderurgia	Araçiguama, SP	48.330
REFMAT (RLAM)	Refinaria de Petróleo	São Francisco do Conde, BA	44.626
Gerdau Aços Especiais	Siderurgia	Pindamonhangaba, SP	42.960
ArcelorMittal Sul Fluminense	Siderurgia	Barra Mansa, RJ	37.590
Porto de Belém	Amônia e derivados	Belém, PA	35.900
SIMEC	Siderurgia	Cariacica, ES	32.220
Porto de Santarém	Amônia e derivados	Santarém, PA	30.341
PTR São Francisco do Conde	Rede de Gás Natural	São Francisco do Conde, BA	29.608
Porto de Santos	Metanol	Santos, SP	28.828
Cia. Siderúrgica Nacional - CSN	Siderurgia	Volta Redonda, RJ	26.850
Gerdau Aços Especiais	Siderurgia	Mogi das Cruzes, SP	26.850

Gerdau Aços Especiais	Siderurgia	Charqueadas, RS	26.850
Gerdau Aços Longos	Siderurgia	Guaíra, PR	26.850
Gerdau Aços Longos	Siderurgia	Riograndense, RS	26.850
PTR GNL Baía de Guanabara	Rede de Gás Natural	Rio de Janeiro, RJ	25.863
PTR GNL Pecém	Rede de Gás Natural	Caucaia, CE	23.748
Porto de Porto Alegre	Amônia e derivados	Porto Alegre, RS	23.161
REDUC I	Rede de Gás Natural	Duque de Caxias, RJ	22.954
Aperam South America	Siderurgia	Timóteo, MG	21.480
Sinobras	Siderurgia	Marabá, PA	21.480
Gerdau Aços Longos - Açonorte	Siderurgia	Recife, PE	18.795
RECAP	Refinaria de Petróleo	Mauá, SP	18.047
Porto de Corumbá	Amônia e derivados	Corumbá, MS	16.879
REAM (REMAN)	Refinaria de Petróleo	Manaus, AM	13.125
Porto de Rio Grande	Metanol	Rio Grande, RS	12.859
PTR Paulínia	Rede de Gás Natural	Paulínia, SP	11.495
Porto de Salvador	Metanol	Salvador, BA	10.511
Porto de Recife	Amônia e derivados	Recife, PE	10.225
Porto de Manaus	Amônia e derivados	Manaus, AM	9.035
Porto de Sergipe	Amônia e derivados	Aracaju, SE	8.733
PTR São Sebastião do Passé	Rede de Gás Natural	São Sebastião do Passé, BA	8.550

Gerdau Aços Longos - Usina Cearense	Siderurgia	Maracanaú, CE	7.518
Porto de Maceió	Amônia e derivados	Maceió, AL	7.128
Porto de Santos	Diesel Verde	Santos, SP	6.686
Porto de Aratu	Amônia e derivados	Candeias, BA	6.627
Porto de Barcarena	Amônia e derivados	Barcarena, PA	6.506
Porto de Rio de Janeiro	Diesel Verde	Rio de Janeiro, RJ	4.326
Polo de Processamento de Arara	Rede de Gás Natural	Coari, AM	3.398
Porto de Aratu	Metanol	Candeias, BA	2.900
UTGC	Rede de Gás Natural	Linhares, ES	2.079
UTGCA	Rede de Gás Natural	Caraguatatuba, SP	2.007
Porto de Paranaguá	Diesel Verde	Paranaguá, PR	1.966
Porto de Rio Grande	Diesel Verde	Rio Grande, RS	1.966
UTGSUL	Rede de Gás Natural	Anchieta, ES	1.503
Porto de Salvador	Diesel Verde	Salvador, BA	1.377
UPGN Santiago	Rede de Gás Natural	Pojuca, BA	1.175
PTR Guamaré I	Rede de Gás Natural	Guamaré, RN	1.105
UPGN Alagoas	Rede de Gás Natural	Pilar, AL	1.040
Porto de Vitória	Diesel Verde	Vitória, ES	983
Porto de São Sebastião	Diesel Verde	São Sebastião, SP	787
Porto de Angra	Diesel Verde	Angra dos Reis, RJ	590

Porto de São Luís	Diesel Verde	São Luís, MA	393
Porto de Manaus	Diesel Verde	Manaus, AM	197
Porto de Belém	Diesel Verde	Belém, PA	197
Porto de Fortaleza	Diesel Verde	Fortaleza, CE	197
Porto de Recife	Diesel Verde	Recife, PE	197
Porto de Maceió	Diesel Verde	Maceió, AL	197
UPGN Atalaia	Rede de Gás Natural	Aracaju, SE	100

Fonte: Elaboração própria