

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ENGENHARIA DE ENERGIA

**ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DA PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO VERDE ATRAVÉS
DE UM PARQUE EÓLICO OFFSHORE NO BLOCO DE LIBRA**

por

LUIZA DAHLEM ALMEIDA

Monografia apresentada à Comissão de Graduação do Curso de Engenharia de Energia da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Bacharel em Engenharia de Energia.

Porto Alegre, abril de 2023

DADOS INTERNACIONAIS DE CATALOGAÇÃO

CIP - Catalogação na Publicação

DAHLEM ALMEIDA, LUISA
ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DA PRODUÇÃO DE
HIDROGÊNIO VERDE ATRAVÉS DE UM PARQUE EÓLICO OFFSHORE
NO BLOCO DE LIBRA / LUISA DAHLEM ALMEIDA. -- 2023.
28 f.
Orientador: ADRIANE PRISCO PETRY.

Trabalho de conclusão de curso (Graduação) --
Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Escola de
Engenharia, Curso de Engenharia de Energia, Porto
Alegre, BR-RS, 2023.

1. ENERGIA EÓLICA. 2. HIDROGÊNIO VERDE. 3. ENERGIA
EÓLICA OFFSHORE. I. PRISCO PETRY, ADRIANE, orient.
II. Título.

Elaborada pelo Sistema de Geração Automática de Ficha Catalográfica da UFRGS com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
ENGENHARIA DE ENERGIA

**ANÁLISE TÉCNICA E ECONÔMICA DA PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO VERDE ATRAVÉS
DE UM PARQUE EÓLICO OFFSHORE NO BLOCO DE LIBRA**

por

LUISA DAHLEM ALMEIDA

ESTA MONOGRAFIA FOI JULGADA ADEQUADA COMO PARTE DOS
REQUISITOS PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE
BACHAREL EM ENGENHARIA DE ENERGIA.
APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELA BANCA EXAMINADORA

Prof.^a. Thamy Cristina Hayashi
Coordenadora do Curso de Engenharia de
Energia

Orientadora: Prof.^a Dr.^a Adriane Prisco Petry

Banca examinadora:

Prof.^a Adriane Prisco Petry– DEMEC / UFRGS

Eng.^a Jéssica Carvalho – PROMEC/UFRGS

Prof. Alexandre Vagtinski de Paula– DEMEC / UFRGS

Porto Alegre, 13 de abril de 2023

“A alegria está na luta, na tentativa, no sofrimento envolvido e não na vitória propriamente dita.”
- Mahatma Gandhi

AGRADECIMENTOS

Dedico esta monografia aos meus pais, Neusa Dahlem e Nestor Almeida, por terem sido meus maiores incentivadores desde a infância. Agradeço imensamente por todo apoio recebido durante esses anos de graduação. É uma felicidade imensa compartilhar este momento com vocês.

Às minhas vós Nina e Namir, por mais que não estejam presentes em corpo, sei que estão orgulhosas do que construí até aqui.

Agradeço aos meus irmãos, Isabela e Caetano, por vibrarem pelas minhas conquistas desde o dia que passei no vestibular.

Agradeço às minhas grandes amigas Maitê Roman e Beatriz Caye por estarem sempre ao meu lado.

Agradeço aos meus amigos e colegas de curso Vinicius Andrade, Lorenzo Fillipini, Guilherme Dal Ri, Elisa Gajardo, Felipe Selmo, Simone Flores, Caroline Hansel, Victoria Andres, Aline Lorenzini, e muitos outros que estiveram junto comigo nessa jornada que é a UFRGS.

Agradeço à minha sogra Maristela por sempre acreditar muito no meu potencial.

Agradeço à minha orientadora Adriane Petry por ter aceitado me orientar e ter feito eu me apaixonar mais ainda por energia eólica durante a realização deste trabalho.

Agradeço aos meus colegas de trabalho na DGE, por todo apoio prestado para realização desta monografia.

Por fim, agradeço ao meu grande amor Matheus Haas por ter sido o melhor parceiro de caminhada que eu poderia ter tido na graduação. Obrigada por ter dividido comigo estes 6 anos na Engenharia de Energia e na vida.

NOMENCLATURAS

Símbolo		
g	Aceleração da Gravidade	[m/s ²]
u_*	Velocidade de Fricção do Vento	[m/s]
$U(z)$	Velocidade do Vento na Altura Z	[m/s]
Z_0	Rugosidade da superfície	[m]
Z	Altura acima do solo	[m]
ψ	Coefficiente de estabilidade	
L	Comprimento de Obukhov	[m]
k	Constante de Von Kármán	
P	Energia Produzida	[kWh]
k_f	Parâmetro de Forma	
A	Parâmetro de Escala	[m/s]
$P(u)$	Curva de Potência do Aerogerador	
$P_{parque}(t)$	Potência fornecida pelo parque no tempo t	[MW]
E_{ele}	Energia necessária pelo sistema de eletrólise	[MWh/kg]
η_{ele}	Eficiência de conversão do eletrolisador	
E_p	Energia para purificação da água, pressurização e perdas do sistema	[MWh/kg]
P_{H_2}	Potência da planta de hidrogênio	[MW]
C_{capex}	Custo de implantação do projeto	[€]
C_{opex}	Custo de operação e manutenção de toda planta	[€]
E_t	Produção total de hidrogênio por ano	[kg]
r	Taxa de desconto	
t	Vida útil	anos
R_{anual}	Receita anual	[€]

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
2	OBJETIVOS.....	2
2.1	Objetivo Geral	2
2.2	Objetivos Específicos	2
3	REFERENCIAL TEÓRICO.....	2
3.1	Energia Eólica	2
3.2	Energia Eólica <i>Offshore</i>	4
3.3.1	Energia Eólica <i>Offshore</i> no Brasil.....	5
3.3	O Processo de Eletrólise.....	6
3.4	O Hidrogênio Verde.....	7
3.5	Configuração do Sistema	8
3.5.1	Eletrolisador <i>Offshore</i>	8
3.5.2	Eletrolisador <i>Onshore</i>	9
4	METODOLOGIA	9
4.1	Local de Estudo.....	9
4.2	Análise do Recurso Eólico	10
4.3	Seleção da Turbina.....	12
4.4	Parâmetros de Modelagem	14
4.4.1	Rugosidade da água	14
4.4.2	Influência da Massa Específica do Ar	14
4.4.3	Extrapolção Vertical da Velocidade de Vento.....	14
4.5	Potencial de Produção de Energia Elétrica.....	15
4.6	Potencial de Produção de Hidrogênio	15
4.7	Análise Econômica.....	17
5	RESULTADOS	18
5.1	Recurso Eólico	19
5.2	Micrositing	21
5.3	Produção de Energia Elétrica	22
5.4	Produção de Hidrogênio.....	22
5.5	Análise Econômica.....	24
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	25
7	REFERÊNCIAS	26

ALMEIDA, L. D. **Análise técnica e econômica da produção de hidrogênio verde através de um parque eólico offshore no bloco de libra.** 2023. 27 f. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2023.

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo a avaliação técnica e econômica da utilização do recurso eólico *offshore* para produção de hidrogênio verde no bloco de Libra (FPSO pioneiro), localizado no pré-sal da Bacia de Santos, através de uma simulação do potencial de geração de energia elétrica através de turbinas eólicas. Foi utilizada a base de dados de velocidade de vento da ERA5, disponibilizada pelo *European Centre for Medium-Range Weather Forecasts* (ECMWF) e o software WASP versão estudantil, disponibilizado pela Universidade Técnica da Dinamarca (DTU). A produção anual do parque foi de aproximadamente 730 GWh sendo capaz de produzir 12.805.425 kg de hidrogênio por ano caso toda essa energia produzida fosse utilizada na eletrólise. Mesmo com um investimento inicial alto, o projeto se mostrou viável resultando em um VPL positivo comercializando-se o hidrogênio a € 9,84 por kg e o oxigênio a €200 por tonelada. Quando comparado com outros métodos de produção de hidrogênio já operantes, o LCOH encontrado para o projeto não é atraente do ponto de vista econômico. Assim, foi visto que a integração de ambos os sistemas é viável e pode produzir hidrogênio com preço de mercado competitivo no futuro caso ocorra a diminuição dos custos para eletrólise e os custos de prospecção, construção e operação dos parques *offshore* alinhado com forte apoio governamental e regulatório.

PALAVRAS-CHAVE: Energia eólica, *offshore*, hidrogênio verde, eletrólise.

ALMEIDA, L. D. **Technical and economic analysis of green hydrogen production through an offshore wind farm in the libra block.** 2023. Monography. (Course Concluding Paper in Energy Engineering) – School of Engineering, Federal University of Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2023.

ABSTRACT

This work aims to evaluate the technical and economic feasibility of using offshore wind resources to produce green hydrogen in the Libra block (pioneer FPSO), located in the pre-salt region of the Santos Basin, through a simulation of the potential for electricity generation through wind turbines. The ERA5 wind speed database provided by the European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF) and the student version of the WAsP software provided by the Technical University of Denmark (DTU) were used. The annual production of the park was approximately 730 GWh, capable of producing 12,805,425 kg of hydrogen per year in case all the electricity produced was used in the electrolysis.. Despite the initial high investment, the project was found to be viable, resulting in a positive NPV by selling hydrogen at €9,84 per kg and oxygen at €200 per ton. When compared to other hydrogen production methods, the LCOH found for the project is not attractive from an economic standpoint. Thus, it was seen that the integration of both systems is viable and can produce hydrogen with a competitive market price in the future if the costs of electrolysis, offshore park prospecting, construction, and operation decrease, aligned with strong political and regulatory support.

KEYWORDS: wind energy, offshore, green hydrogen, electrolysis.

1 INTRODUÇÃO

Devido ao constante crescimento de aplicações industriais juntamente com a constante evolução tecnológica observada nos últimos 20 anos, a demanda de energia está crescendo rapidamente. Atualmente, cerca de 80% da matriz energética global é proveniente de combustíveis fósseis e esse número vem decaindo ano após ano devido à crescente preocupação com a diminuição de emissão de gases poluentes na atmosfera (IEA,2022). Em 2018, quase todas as nações do mundo assinaram o acordo de Paris, que visa limitar o aumento da temperatura até 2°C acima dos níveis pré-industriais. Neste cenário, a energia eólica é considerada uma das mais eficientes soluções entre as alternativas para avançar na descarbonização da economia pois o seu combustível é abundante, renovável e de fácil aproveitamento.

Visando um futuro neutro em carbono, o hidrogênio – que é o elemento mais abundante do planeta - constitui uma peça fundamental neste cenário devido à sua versatilidade que o permite ser utilizado em processos térmicos, transportes marítimos, armazenador de energia e como um substituto aos combustíveis à base de carbono. Para sua transformação de gás em combustível, é necessária uma grande quantidade de energia, podendo ser ela fóssil ou renovável. Segundo o Escritório de Eficiência Energética e Energia Renovável (2020), 95% de todo o hidrogênio produzido atualmente vêm de combustíveis fósseis utilizados em processos térmicos. As primeiras tentativas de substituir o combustível fóssil por hidrogênio ocorreram na década de 70 após a crise do petróleo e atualmente uma das alternativas ao processo térmico é a sua produção através da eletrólise da água, onde é possível que a emissão de carbono seja zero. (SAE Brasil, 2023)

A utilização de turbinas eólicas para o fornecimento da energia elétrica necessária para o processo de eletrólise é viável e vem sendo estudada ao redor do mundo por diversos pesquisadores. Mostafaeipour et al. (2016) avaliou o potencial de desenvolvimento da fonte eólica para produção de hidrogênio na província de Fars no Irã, assim como a possibilidade de abastecer todos os veículos de transporte do país. Primeiramente, foi avaliado o potencial de geração em 4 cidades distintas e em 3 diferentes alturas. Ao analisar a cidade com a maior densidade de potência (200 W/m²), a produção de hidrogênio através da eletrólise de água abasteceria aproximadamente 22 carros por semana e para abranger todos os veículos do país demandaria de um alto número de turbinas, tornando-o um projeto de alto custo inicial. Rodriguez et al. (2010) realizou a mesma análise que Mostafaeipour et al (2016) na província de Cordoba, Argentina e seus resultados indicaram que o potencial eólico no local seria capaz de produzir dez vezes o necessário para abastecimento de toda frota veicular.

Com foco na otimização do aproveitamento do recurso eólico, Aiche-Hamane et al. (2010) determinaram a produção de hidrogênio através de um eletrolisador de 5 kW utilizando energia proveniente de uma turbina de 10 kW com rotores de diferentes alturas. Os resultados obtidos indicaram uma média de 3200 m³ para turbinas de 30 m e 4200 m³ para turbinas de 40 m. Zhang e Wan (2014) investigaram um sistema de armazenamento hidrogênio-eólico para condições de baixa eficiência. A análise econômica realizada destacou que o ponto de equilíbrio do preço do hidrogênio será diferente para parques eólicos em diferentes áreas pelo fato de ser fortemente dependente da distribuição anual da velocidade do vento e preço da eletricidade da rede, bem como a eficiência do sistema de eletrólise.

O trabalho de Dihn et al. (2020) é um dos mais completos encontrados na literatura para o cenário *offshore*, no qual foi calculada a estimativa de produção de energia, o tamanho da planta de eletrólise, a produção de hidrogênio variando-se a velocidade do vento com o tempo e uma análise do tempo de retorno do investimento. O cenário construído foi de um parque eólico *offshore* de 101.3 MW na Irlanda. Os resultados apresentaram um sistema de produção de hidrogênio lucrativo em 2030 com um preço de 5 euros por kg de hidrogênio, assim como uma capacidade de armazenamento terrestre variando de 2 a 45 dias. Na mesma linha de pesquisa, Lucas et al. (2022) realizaram uma análise tendo como caso de estudo o parque eólico *offshore WindFloat Atlantic* em Portugal para capacidades de 25 e 150 MW. Verificou-se que a produção de hidrogênio nas condições estudadas é promissora apesar de sua dependência de diversos fatores, em que se destaca o fator de capacidade do eletrolisador.

No Brasil, Patrício et al. (2020) investigaram a possibilidade de produção de hidrogênio através de um sistema solar-eólico no estado do Ceará, Brasil. O estudo apresentou que o sistema teria uma receita de US\$ 730M no cenário lento se iniciado em 2015. Nabuco (2022) em seu trabalho de conclusão de curso em

engenharia elétrica simulou um cenário de produção de hidrogênio verde em uma zona de processamento e exportação (ZPE) no Ceará. Foi realizada uma comparação entre sistemas conectados à rede e sistemas não conectados à rede. Os resultados apontaram que para o sistema não conectado, têm-se um grande excedente de energia e que a inserção do eletrolisador como carga de trabalho contínuo estressa o sistema de geração eólico nos instantes de baixa produção de eletricidade. Dessa maneira, a inserção do eletrolisador traria mais ganhos se fosse inserida em momentos estratégicos da geração, a fim de diminuir os excedentes de energia e não estressar os vales da geração. Já para o caso de conexão à rede os resultados foram mais satisfatórios. Não foi realizado um estudo detalhado para a escolha da turbina e uma das sugestões da autora é realizar a caracterização do padrão de consumo horário do eletrolisador e suas limitações de operação. Esse ponto é fundamental para um entendimento da entrada desse componente nos sistemas de energia.

Visto isso, estudos que promovam uma análise mais profunda sobre o potencial de produção de hidrogênio verde por meio da eletrólise da água integrado com a geração eólica *offshore* contribuem para o processo de diversificação da matriz energética do Brasil e a redução das emissões de carbono. Além disso, é possível promover o crescimento de ambos os setores, o desenvolvimento de novas tecnologias nacionais para medição e tratamento de dados, assim como novos sistemas de geração, conversão e transmissão de energia elétrica.

2 OBJETIVOS

2.1 Objetivo Geral

O presente trabalho teve como objetivo geral a avaliação técnica e econômica do potencial de geração de energia elétrica com o uso de turbinas flutuantes para o bloco de Libra, localizado no pré-sal da Bacia de Santos, e a verificação da quantidade de hidrogênio que pode ser produzido utilizando a energia produzida no processo de eletrólise da água.

2.2 Objetivos Específicos

- Apresentação do funcionamento das tecnologias de produção do hidrogênio verde, desde a geração de eletricidade até a produção do hidrogênio;
- Análise computacional dos dados de vento através do software WASP utilizando o banco de dados da ERA5, disponibilizada pelo *European Centre for Medium-Range Weather Forecasts* (ECMWF);
- Simulação computacional do potencial energético do local, estimativa de produção de hidrogênio em kg por dia e suas possíveis aplicações;
- Análise econômica a partir do custo nivelado do hidrogênio (Levelized Cost of Hydrogen - LCOH), do valor presente líquido (VPL) e do *Payback* do projeto.

3 REFERENCIAL TEÓRICO

Nesta seção são discutidos conceitos, teorias e modelos relacionados ao tema da pesquisa, com o intuito de contextualizar o tema escolhido, bem como fornecer subsídios para a análise e interpretação dos resultados obtidos.

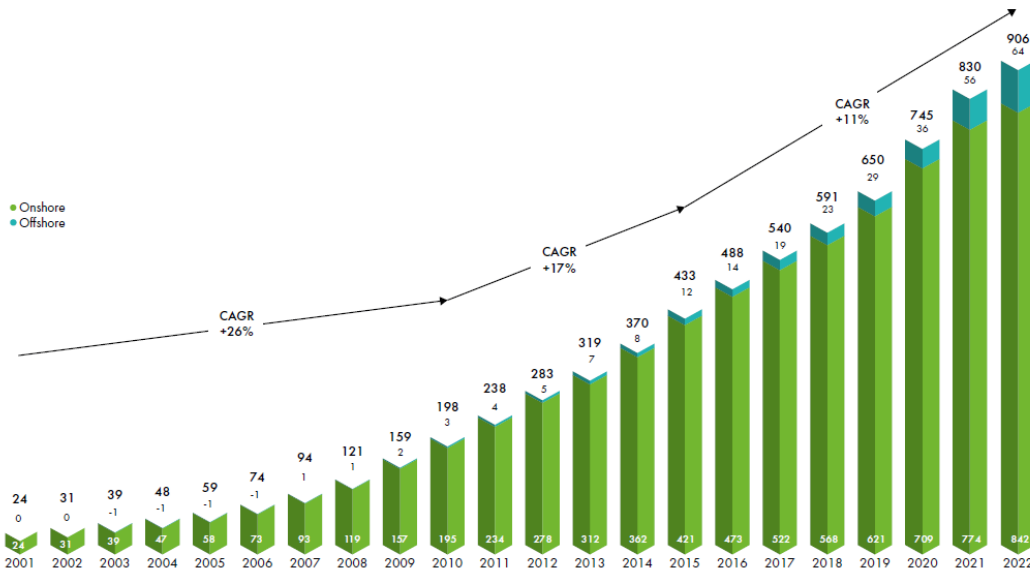
3.1 Energia Eólica

O vento que circula na atmosfera é proveniente da heterogeneidade da irradiação incidente na Terra. A presença de zonas de alta e baixa pressão promove a circulação de massas de ar na atmosfera e assim tem-se a formação do vento. A energia que advém da circulação dessas massas de ar é chamada de energia eólica e para aproveitá-la, é necessário converter a energia cinética do vento em energia elétrica, utilizando aerogeradores. Dentre os principais fatores que afetam o comportamento do vento, destacam-se: rugosidade do terreno, altitude, presença de vegetação nativa e outros obstáculos. A partir dessas informações, consegue-se realizar os estudos de previsão do comportamento do vento na região.

De acordo com o relatório do *Global Wind Energy Council* (GWEC) de 2021, a capacidade total instalada hoje no mundo é de 837 GW, evitando a emissão de mais de 1,2 bilhão de toneladas de CO₂ anualmente – o equivalente às emissões anuais de carbono da América do Sul. Esse número representa um crescimento de 12,4% em relação ao ano de 2020. É importante ressaltar que a pesquisa apontou que a

indústria eólica tem desfrutado de seu segundo melhor ano da história, com crescimento em 2021 apenas 1,8% atrás do ano recorde de 2020. Além disso, quase 94 GW de capacidade foi adicionado, apesar da pandemia do COVID-19. Na Fig. 1 é possível observar o gráfico da evolução da capacidade instalada mundialmente desde 2011 onde CAGR é a taxa de crescimento anual composto.

Figura 1 – Desenvolvimento da capacidade instalada mundialmente.



Fonte: Adaptado da Agência Internacional para as Energias Renováveis (IRENA), 2022.

De acordo com a Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica), o ano de 2021 terminou com 795 usinas e 21,57 GW de potência eólica instalada, o que representou um crescimento de 21,53% de potência em relação a dezembro de 2020. A expectativa é que até 2024 o Brasil tenha pelo menos 30 GW de capacidade eólica instalada, considerando apenas os leilões já realizados e os contratos assinados. Na Fig. 2 pode-se observar a evolução do cenário brasileiro onde os dados futuros referem-se a contratos viabilizados no mercado livre e em leilões já realizados (ABEEÓLICA, 2021).

A região nordeste representa em torno de 80% de todos os parques e isso se deve pelo fato de os ventos serem constantes e com pouca variação de direção. Outro fato relevante é que com a característica redução das chuvas no segundo semestre do ano, os reservatórios ficam escassos e desfavoráveis para produção de energia hidrelétrica. É justamente neste período que os ventos estão mais intensos, compensando o desequilíbrio com a produção de energia eólica que caminha em plena potência. Os cinco estados com maior geração no ano de 2021 foram Rio Grande do Norte (21,23 TWh), Bahia (21,15 TWh), Piauí (9,10 TWh), Ceará (7,91 TWh) e Rio Grande do Sul (5,63 TWh) (ABEEólica, 2022).

Figura 2 - Evolução da capacidade instalada em MW de 2005 a 2024.

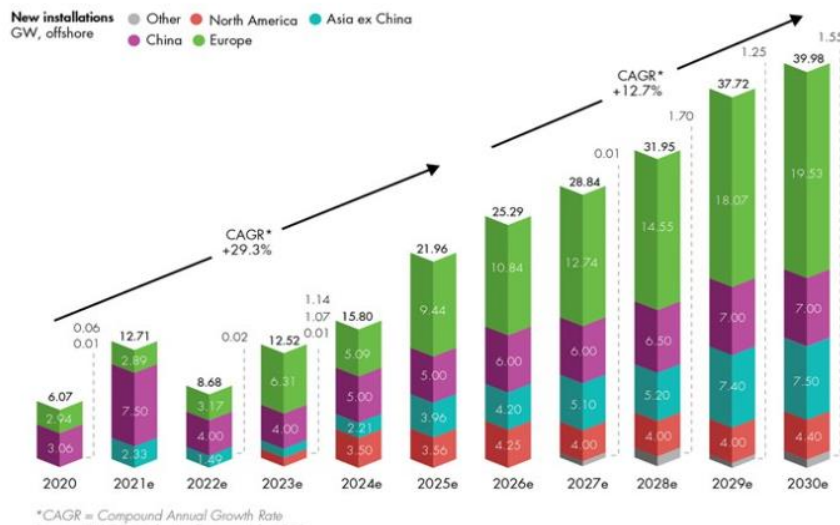


Fonte: ABEEólica, 2021

3.2 Energia Eólica Offshore

A estrutura utilizada para aproveitamento do recurso eólico deve comportar todos os componentes que viabilizem a transformação de energia e pode estar disposta em terra através de um parque eólico *onshore* ou dispostas no mar através de um parque eólico *offshore* - que será o objeto de estudo deste trabalho. Como a rugosidade da superfície dos oceanos é próxima de zero tem-se um recurso eólico de maior qualidade do que o terrestre, ou seja, mais velocidade e mais uniformidade, reduzindo os efeitos da turbulência do vento nos equipamentos e aumentando, assim, a vida útil dos mesmos. (M.D Esteban et al., 2007). Na Figura 3 é possível observar o crescimento desta indústria e suas perspectivas para os próximos anos.

Figura 3 - Crescimento e perspectivas da indústria offshore



Fonte: GWEC, 2021

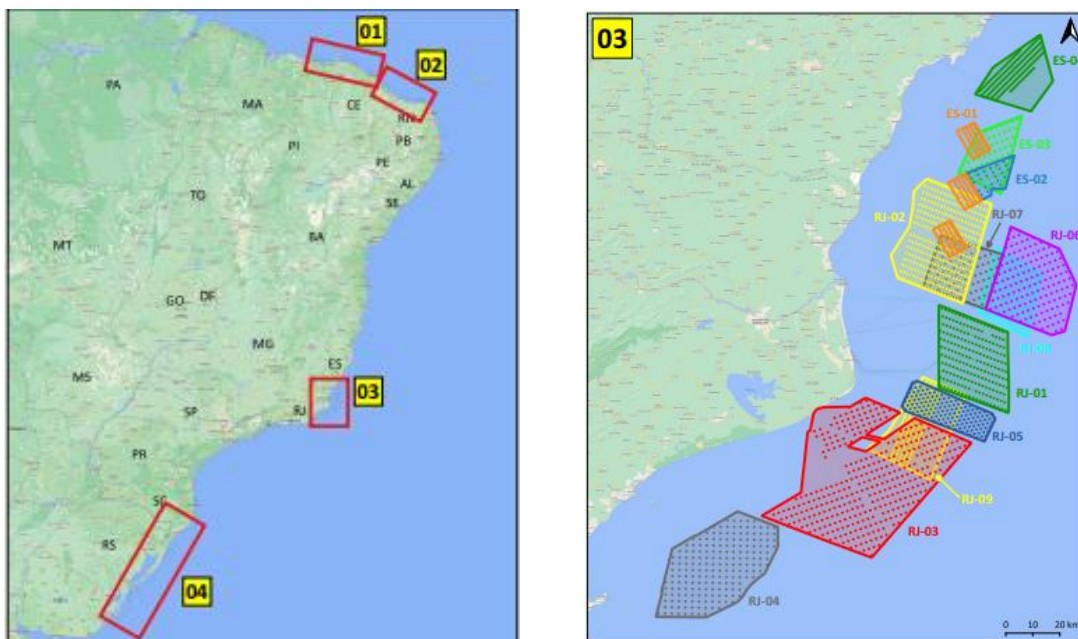
A Dinamarca é pioneira nessa indústria, tendo instalado o primeiro parque offshore do mundo em 1991 contendo um total de 11 aerogeradores de 450 kW. A energia produzida cobriu o consumo anual de 2.200 famílias dinamarquesas (Vaicberg *et al.* 2021). Hoje, essa indústria é considerada madura e em constante expansão e em 2022 o setor *offshore* teve um rápido crescimento, com um total de 21 GW instalado mundialmente. Pelo quarto ano seguido, a China liderou o caminho de novas instalações. (GWEC, 2022).

Dentre os principais motivos do crescente interesse nos projetos *offshore*, destaca-se uma maior disponibilidade de área no mar onde podem ser instalados parques eólicos maiores. A sua colocação (longe das áreas populacionais) permite reduzir a preocupação ambiental no que diz respeito à emissão de ruído, quase sempre relacionado com o aumento da velocidade da pá. A distância da costa permite também reduzir o impacto visual do parque (Esteban *et al.*, 2007). A principal desvantagem dos parques *offshore* é o seu alto investimento inicial. Nos parques eólicos *onshore*, o custo dos aerogeradores é de cerca de 75% do custo total do projeto, sendo este percentual em instalações offshore de aproximadamente 33%, o que pode ser explicado principalmente devido aos elevados custos das operações marítimas. Além disso, normalmente não existe uma infraestrutura elétrica existente que ligue a planta de geração com os centros consumidores, levando à construção de redes elétricas mais longas, além do fortalecimento daquelas existentes para possibilitar o escoamento de potência. (Martins *et al.*, 2022)

3.3.1 Energia Eólica Offshore no Brasil

O Brasil é conhecido mundialmente por sua abundância em riquezas naturais e isso também se aplica na indústria eólica. O recurso eólico local é de alta qualidade e de acordo com a 58ª edição do Índice de Atratividade de Países em Energia Renovável (RECAI) entre 2020 e 2021 o Brasil saltou da 11ª para a 9ª posição entre os países com maior potencial para atrair projetos em energia renovável, no mundo. O Brasil tem um fator médio de capacidade de 43,6%, valor acima da média quando comparado a uma média mundial de 34% (ABEEÓLICA, 2021). De acordo com a última atualização do IBAMA em dezembro de 2022, o Brasil tem hoje 70 parques offshore em licenciamento ambiental totalizando 176,5 GW, ou seja, o equivalente a mais de 12 usinas Itaipu. Na figura 4 é possível observar as localizações dos parques que aguardam o licenciamento ambiental.

Figura 4 – Projetos aguardando licenciamento no Brasil.



Fonte: IBAMA (2021)

Desde 2022 as autoridades vêm tentando preencher a lacuna regulatória existente para a exploração do potencial elétrico *offshore* no Brasil. Em janeiro de 2022 foi assinado pelo governo federal o decreto N° 10.946 que dispõe sobre a cessão de uso de espaços físicos e o aproveitamento dos recursos naturais em águas interiores de domínio da União, no mar territorial, na zona econômica exclusiva e na plataforma continental para a geração de energia elétrica a partir de empreendimento *offshore*. Segundo o Ministério de Minas e Energia (MME), a publicação do Decreto tem como objetivo preencher as lacunas existentes e proporcionar maior segurança regulatória no que diz respeito ao desenvolvimento de projetos de geração de energia elétrica *offshore*. Ainda assim, o país tem um longo caminho a percorrer até se avaliarem todos os possíveis impactos socioambientais além da criação de um regulamento claro para os empreendedores.

3.3 O Processo de Eletrólise

A eletrólise consiste em um processo de separação dos átomos de hidrogênio e oxigênio da molécula de água através de uma reação química, gerando oxigênio e hidrogênio de alta pureza. A reação química consiste na oxirredução provocada pela passagem de corrente elétrica contínua, correspondente à dissociação da molécula de água nos seus constituintes na presença de um eletrólito e isso ocorre dentro de um eletrolisador - dispositivo que recebe eletricidade DC e água desmineralizada (Gomes, 2022). A reação química global do processo de eletrólise é apresentada na Eq. 1.



Pela equação, nota-se que o volume de hidrogênio é o dobro do volume de oxigênio. A energia necessária para 1 kg de H₂ é 39,699 kWh ou 142,1 MJ (Keçebas e Kayfeci, 2022). Para maior entendimento dos sistemas, a Tabela 1 apresenta os principais tipos de eletrolisadores existentes hoje.

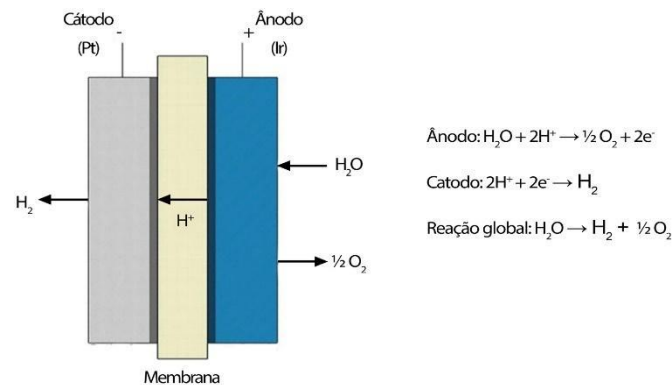
Tabela 1- Principais sistemas de eletrólise.

Sistema	Descrição
<i>Alkaline Electrolysis (AEL)</i>	Tecnologia bem conhecida e financiável. Atualmente, é aquela com maior capacidade instalada (MW) para aplicações em todo o mundo. Possui vida útil longa.
<i>Solid Oxide Electrolysis (SOE)</i>	Tecnologia de eletrólise menos desenvolvida. Está principalmente em fase de pesquisa, sem projetos comerciais ou piloto em execução ainda. Necessita de altas temperaturas.
<i>Proton Exchange Membrane electrolysis (PEM)</i>	Mais recente que a AEL, possui tempo de inicialização rápido e alta densidade de corrente o que resulta em maior pureza do hidrogênio e tamanhos de eletrolisadores menores.

Fonte: Adaptado de Castro R. e Calado G. (2021) e Franco *et. al.* (2020)

As células PEM são células que possuem um eletrólito sólido polimérico responsável pela condução de prótons, separação dos produtos gasosos e isolamento elétrico dos eletrodos (Gomes, 2022). Além disso, permite operar com altas densidades de corrente, reduzindo os custos de operação, e é o melhor tipo para ser integrado com fontes intermitentes (Castro e Calado, 2021). Na figura 5 é possível observar uma representação esquemática da célula PEM.

Figura 5 - Representação esquemática da célula PEM.



Fonte: Gomes, João (2022)

3.4 O Hidrogênio Verde

O hidrogênio verde é aquele feito a partir da eletrólise da água. Todavia, a energia inicial para a realização deste processo precisa vir de fontes renováveis para que o combustível se enquadre nesta categoria. A Fig. 6 ilustra as diferentes categorias de cores conforme método de produção que são aplicadas na indústria hoje.

Figura 6 - Classificação de hidrogênio em escala de cores

Cor	Classificação	Descrição
Preto	hidrogênio preto	produzido de carvão mineral (antracito) sem CCUS
Marrom	hidrogênio marrom	produzido de carvão mineral (hulha), sem CCUS
Cinza	hidrogênio cinza	produzido do gás natural sem CCUS
Azul	hidrogênio azul	produzido a partir de gás natural (eventualmente, também a partir de outros combustíveis fósseis) com CCUS
Verde	hidrogênio verde	produzido a partir de fontes renováveis (particularmente, energias eólica e solar) via eletrólise da água.
Branco	hidrogênio branco	hidrogênio natural ou geológico
Turquesa	hidrogênio turquesa	produzido por craqueamento térmico do metano, sem gerar CO_2
Musgo	hidrogênio musgo	produzido de biomassa ou biocombustíveis, com ou sem CCUS, através de reformas catalíticas, gasificação ou biodigestão anaeróbica

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (EPE), 2021

O hidrogênio é considerado um excelente combustível devido à sua grande capacidade de armazenamento de energia e pelo fato de sua queima produzir apenas água, podendo ser considerado um grande aliado na luta contra a emissão de gases poluentes. Historicamente, a produção de hidrogênio é baseada em combustíveis fósseis e emite uma grande quantidade de CO_2 , entretanto, nas últimas décadas, avanços significativos foram feitos na eletrólise e a sua produção utilizando energia renovável está cada vez se mostrando mais viável e interessante ao mundo (IPEA, 2022).

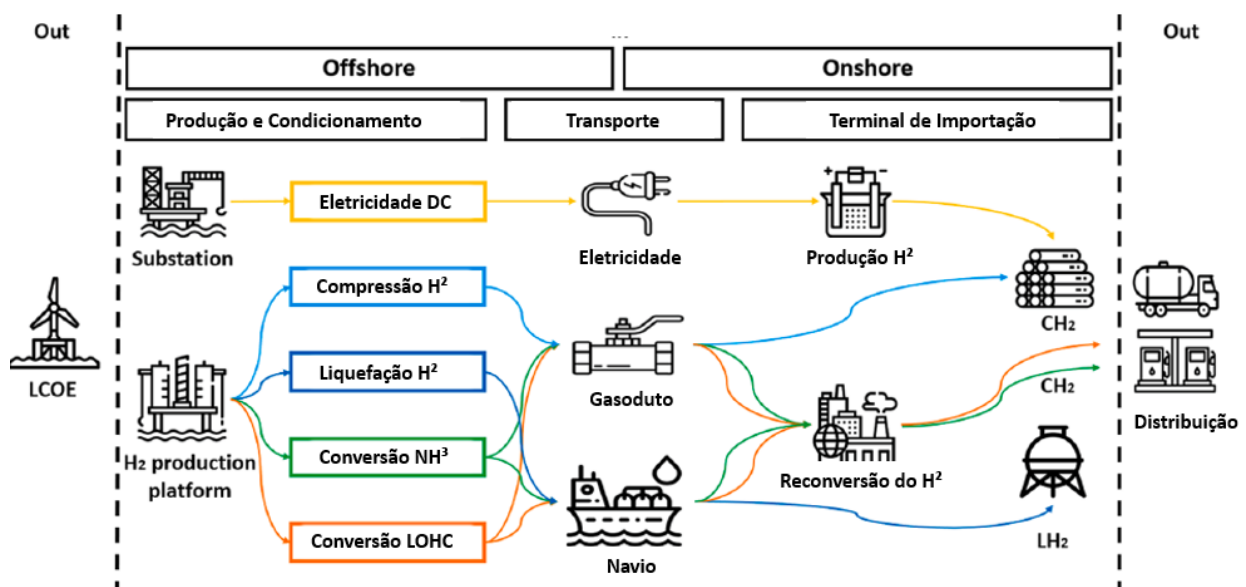
Uma das formas mais interessantes do uso do hidrogênio na indústria é através de células de combustível para o uso na compensação da intermitência das fontes renováveis como hídrica, solar e eólica. Dessa forma, o hidrogênio pode ajudar a reduzir a dependência das fontes fósseis, ainda muito utilizadas devido à sua capacidade de regular a produção de energia. Outro ponto interessante apontado pelos autores é o fato de que o hidrogênio pode ser transportado por longas distâncias sem perder a sua capacidade energética por dutos, navios ou caminhões, de forma gasosa ou liquefeita, custando menos do que a construção de linhas de transmissão de energia (Calado e Castro, 2021).

O hidrogênio produzido a partir da energia eólica *offshore* exigirá armazenamento de grande escala e baixo custo, visto que é similar ao armazenamento de gás natural. Hoje, os seguintes métodos de armazenamento são utilizados: armazenamento como gás comprimido, hidrogênio líquido ou células de combustível (Zhang et al., 2016).

3.5 Configuração do Sistema

Existem diversas configurações de sistemas para produção de hidrogênio verde através da fonte eólica *offshore*. Uma das principais distinções entre os sistemas é a localização dos eletrolisadores, podendo ser *onshore* ou *offshore*. A Figura 7 apresenta os principais sistemas utilizados hoje.

Figura 7 – Configurações do sistema.



Fonte: Adaptado de Franco et al., 2020

3.5.1 Eletrolisador *Offshore*

Neste cenário, a energia produzida pela central eólica seria levada por cabos até uma plataforma próxima contendo os eletrolisadores. Assim, evita-se as grandes perdas na transmissão da energia elétrica pelos cabos, transformadores e outros dispositivos eletrônicos de potência (em torno de 1% a 5%). (CASTRO e CALADO, 2021).

O uso de sistemas isolados como este também traz uma solução para áreas mais remotas e muito distantes da costa, como é o caso das plataformas de petróleo que, por funcionarem em alto mar, necessitam produzir a própria energia elétrica. O fornecimento de energia serve não só para operações de exploração, mas também para garantir a habitabilidade de seus funcionários (BRAGA, 2013). A demanda energética da plataforma é atendida com a utilização de combustíveis fósseis através de turbinas a gás por serem mais leves e compactas em relação às outras máquinas térmicas.

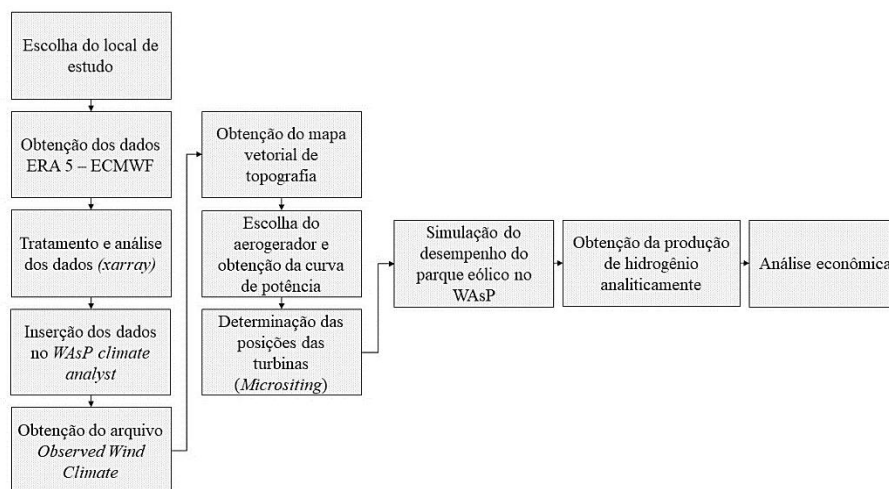
3.5.2 Eletrolisador *Onshore*

Também chamado de sistema híbrido, esta configuração dá liberdade tanto de injetar potência na rede quanto de direcionar para os eletrolisadores. Sua principal limitação é a distância da central geradora eólica da costa, se tornando inviável para locais muito distantes - como é o caso do Bloco de Libra. A Figura 7 ilustra a visão geral desta configuração. Os principais custos desta configuração se dão na construção das linhas de transmissão até a costa. A transmissão em alta tensão e corrente contínua (HVDC) por mais que seja mais cara mostra-se mais adequada para locais localizados longe da costa. (Alassi et al, 2019).

4 METODOLOGIA

A Figura 8 apresenta o fluxograma da metodologia utilizada para realização do presente estudo. Primeiramente, será escolhido um local de estudo que esteja dentro da Zona Econômica Exclusiva (ZEE) para então realizar a extração dos dados de reanálise do ERA-5, disponibilizado pelo ECMWF. Como os dados são fornecidos em formato *netCDF*, foi utilizada a biblioteca da base de dados em linguagem de programação *python* para tratamento, análise dos dados e sua conversão no formato *csv* para ser inserido no software WAsP. Após obtenção do arquivo *Observed Wind Climate* (OWC) juntamente com o mapa vetorial de topografia do local, a curva de potência do aerogerador e o *layout* do parque, a produção anual de energia é obtida através de uma simulação no WAsP. Aplicando-se toda essa energia elétrica na planta de eletrólise, a produção de hidrogênio é obtida através de forma analítica. Por fim, foi realizada uma análise econômica do estudo.

Figura 8 – Fluxograma da Metodologia

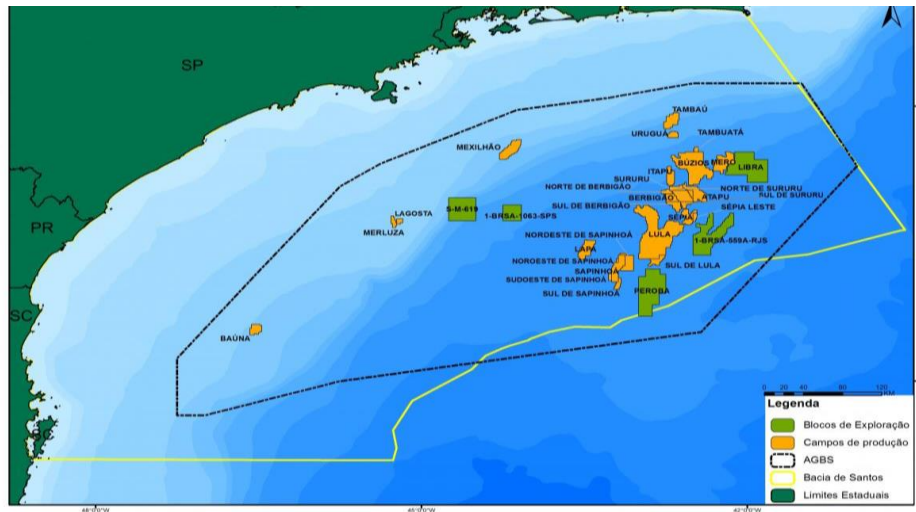


Fonte: Autora (2023)

4.1 Local de Estudo

O local escolhido para realização do estudo é onde fica situado o navio-plataforma do tipo FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading*) Pioneiro de Libra, fruto de um investimento de US\$ 1 bilhão da *joint venture* 50/50 formada pela Ocyan e pela Teekay Offshore (OCYAN, 2022). O Bloco de Libra - também chamado de Campo de Mero - está localizado na Bacia de Santos, a 165 km do litoral do estado do Rio de Janeiro, em lâmina d'água variando entre 1.700 m e 2.300 m, com uma área de 1.547 km² (PETROBRAS, 2022). Na Figura 9 é apresentado o mapa de localização do bloco.

Figura 9 - Mapa de Localização do Bloco de Libra

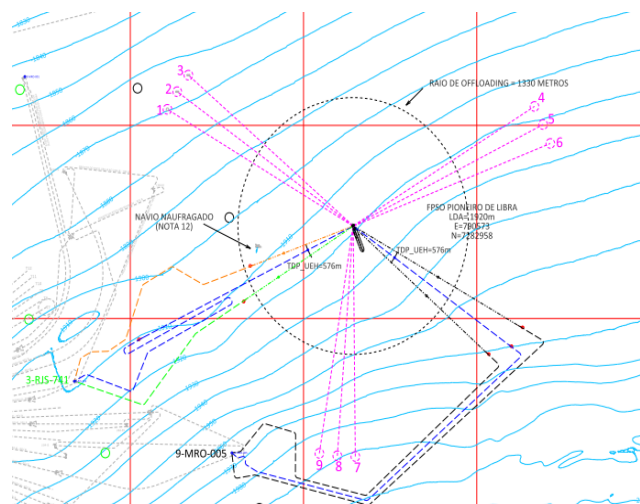


Fonte: Petrobras, 2022

O navio-plataforma está localizado na Latitude (S): $24^{\circ}32'24,179''$ e Longitude (W): $42^{\circ}07'54,637''$. Iniciou operação em dezembro de 2017 e tem como objetivo a realização de testes de longa duração (TLDs) e sistemas de produção antecipada (SPAs) para avaliar o comportamento do reservatório de petróleo do Bloco. A produção de petróleo é armazenada no FPSO e escoada através de navios aliviadores, enquanto o gás produzido é parcialmente consumido na unidade de produção e o restante reinjetado no reservatório.

Para produção do hidrogênio verde, o eletrolisador estaria localizado no FPSO recebendo energia elétrica do parque eólico. A localização do parque deve respeitar o raio de *offloading*¹ de 1330m conforme apresentado na Figura 10. Os pontos 1 a 9 são referentes à ancoragem no navio-plataforma.

Figura 10 - Arranjo de Interligação do FPSO



Fonte: Adaptado de PETROBRAS, 2021

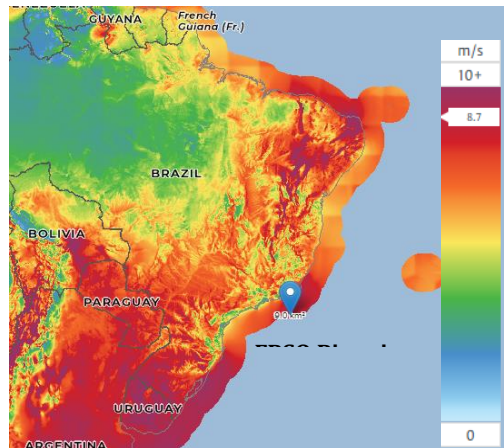
4.2 Análise do Recurso Eólico

Ao realizar-se uma análise prévia do recurso eólico nas proximidades do FPSO pelo *Global Wind Atlas*, foi possível verificar que o FPSO está situado em um local que apresenta velocidades de vento

¹ O raio de *offloading* (ou raio de transferência) em navios é a distância máxima que um navio-tanque pode ficar de outro navio ou instalação de armazenamento ao transferir líquidos ou gases.

elevadas dentro da zona econômica exclusiva brasileira (ZEE), conforme apresentado na Figura 11. A velocidade de vento no local pode chegar a 8.79 m/s a 100m e a densidade de potência a 654 W/m²

Figura 11 - Análise prévia do recurso eólico.



Fonte: Adaptado do Global Wind Atlas, 2022

Para realização de uma análise do recurso eólico mais aprofundada, foi utilizada a base ERA 5 - mais recente conjunto de dados globais horários de reanálise do clima fornecido pela *European Center for Medium Range Weather Forecasting* (ECMWF) - com resolução de 31 km. Além das velocidades de vento, a base fornece dados de uma série de parâmetros atmosféricos, da superfície terrestre e do estado do mar, juntamente com estimativas de incerteza (ECMWF, 2017). Dessa forma, foi selecionado um ponto distante aproximadamente 5 km do navio para análise dos dados. A Tabela 2 apresenta as principais características da base utilizada.

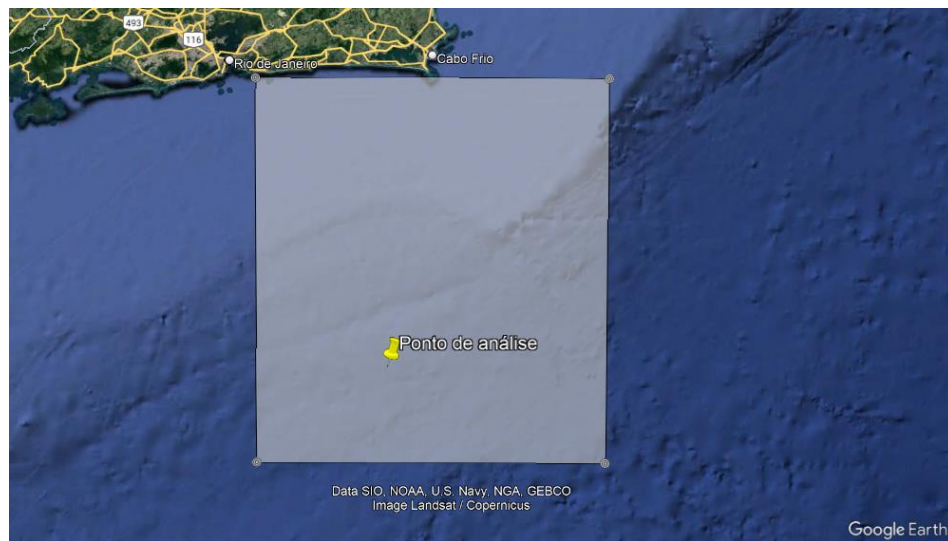
Tabela 2 - Informações sobre a base de dados utilizada.

Dados de Reanálise	
Base de Dados	ERA 5
Coordenada do Ponto	- 24,5°, -42,25°
Alturas de Medição	100 m
Período de Medição	2012 - 2017
Intervalo de Medição	60 minutos

Fonte: Autora

Como os dados fornecidos pela plataforma são no formato *netCDF*, foi necessária a utilização da linguagem de programação *python* em combinação ao conjunto de funções e estruturas de dados da biblioteca *xarray* (HOYER; HAMMAN, 2017) para o acesso e análise dos dados. Posteriormente, os dados exportados em formato *csv* foram importados no *WAsP Climate Analyst* para construção do *Observed Mean Wind Climate (OMWC)* – que é o resumo estatístico do clima médio do vento para o local de estudo. Após a obtenção do OMWC foi possível montar a hierarquia completa para simulação no WAsP. A região de coleta dos dados disponibilizados é apresentada na Figura 12.

Figura 12 – Região de coleta dos dados.



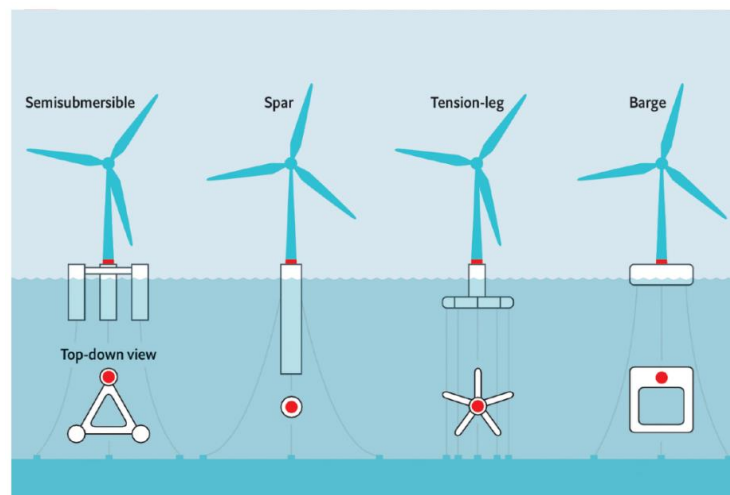
Fonte: Adaptado de Google Earth (2023)

4.3 Seleção da Turbina

A escolha da turbina utilizada é parte crucial para um bom aproveitamento do potencial eólico da região, isso se deve pelo fato de que a escolha deve levar em consideração a disponibilidade de peças e assistência técnica na região, adequação à lâmina d'água do local e a sua potência nominal, evitando erros de dimensionamento. Projetos *offshore* exigem o uso de turbinas eólicas maiores, o que significa que muitas vezes há opções limitadas no mercado.

Como a profundidade do mar no local de estudo pode chegar a 2.000 m, a utilização de turbinas com fixação no solo foi descartada. As turbinas eólicas flutuantes surgiram nesse cenário para resolver o problema da necessidade de fundações em águas profundas. Em vez de serem enraizadas no fundo do mar, as turbinas são montadas em uma subestrutura flutuante que é amarrada com cabos de amarração e âncoras. (NEXANS, 2022). Os 3 tipos de configurações mais populares podem ser observados na Fig. 13.

Figura 13- Configurações de turbinas flutuantes.



Fonte: International Renewable Energy Agency (IRENA), 2016.

Atualmente, a empresa dinamarquesa VESTAS é considerada referência em tecnologia *offshore*. No Brasil, é referenciada para 22 projetos eólicos *offshore* em uma lista de um total de 70 projetos que buscam obter o licenciamento ambiental. (OFFSHOREWIND, 2022). O modelo inicialmente escolhido foi o VESTAS V236- 15.0 MW, todavia, como este modelo de turbina ainda está no início de sua comercialização, não há muitos dados disponíveis gratuitamente. Portanto, utilizou-se um modelo de turbina de referência desenvolvido pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) e a *Technical University of Denmark* (DTU) através da *International Energy Agency* (IEA). As turbinas de referência disponibilizam parâmetros de projeto para serem utilizados como linhas de base para estudos que exploram novas tecnologias ou metodologias e permitem a colaboração entre a indústria e pesquisadores externos. (NREL, 2020). A Tabela 3 apresenta as principais características do aerogerador escolhido.

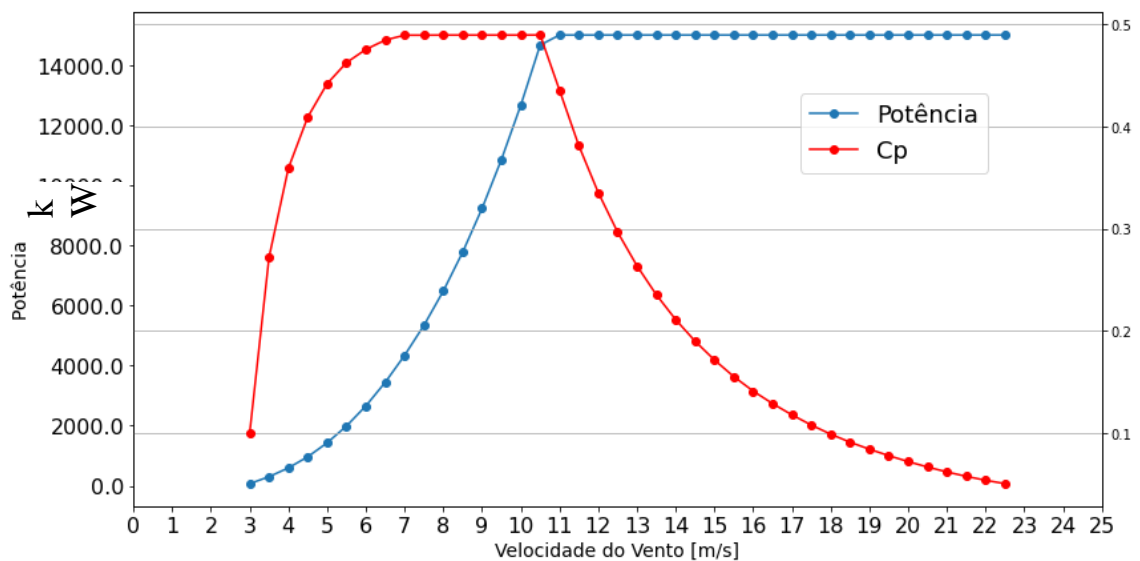
Tabela 3 - Especificação técnica do aerogerador

IEA Wind 15MW Offshore Reference Wind Turbine	
Potência Nominal	15 MW
Altura de <i>Hub</i>	150 m
Velocidade de vento mínima corte (<i>Cut-in speed</i>)	3 m/s
Velocidade de vento máxima corte (<i>Cut-out speed</i>)	23 m/s
Diâmetro do Rotor	242 m
Área varrida pelas pás	45996 m ²

Fonte: Autora

Na Figura 14 é possível observar a curva de potência do aerogerador.

Figura 14 – Curva de Potência IEA 15MW Reference Turbine



Fonte: Autora

A curva de potência de um aerogerador representa a relação entre a sua potência elétrica disponível e a velocidade de vento incidente no momento. Com isso, pode-se estimar o desempenho da máquina no local escolhido. Através da curva, pode-se observar que a velocidade de partida do aerogerador selecionado

é de 3 m/s, a velocidade nominal - ou seja, àquela em que o aerogerador atinge sua potência nominal - é de 11 m/s e a sua velocidade de corte é de 23 m/s.

4.4 Parâmetros de Modelagem

O software WAsP contém vários modelos para descrever o vento em diferentes condições. Conceitualmente, a metodologia WAsP consiste em cinco blocos de cálculo principais: análise de dados brutos de velocidade de vento; geração de atlas de velocidade de vento; estimativa do clima generalizado de vento; estimativa do potencial eólico e estimativa da produção de energia de parques eólicos. Além disso, o WAsP contém um modelo para efeitos de esteira de parques eólicos e um modelo de estabilidade para condições médias de fluxo de calor. Para extrapolação horizontal e vertical, o WAsP usa o modelo IBZ linear integrado, que terá um desempenho adequado para terreno plano a moderadamente complexo.

4.4.1 Rugosidade da água

A rugosidade de superfícies cobertas por vegetação pode variar com a velocidade do vento e um fenômeno semelhante ocorre com as ondas da água, onde tanto a altura quanto a forma das ondas dependem da velocidade do vento. Desconsiderando-se os efeitos viscosos e a tensão superficial da água, a Eq. (2) pode ser obtida para a rugosidade sobre a água (Charnock, 1955):

$$Z_0 = b * \frac{u_*^2}{g} \quad (2)$$

onde b é uma constante de valor 0,014.

Durante o desenvolvimento do *software*, a modelagem foi realizada utilizando-se tanto a equação acima quanto estabelecendo um valor fixo para a rugosidade na classe 0. Foi visto que estabelecendo-se um valor fixo de 0,0002, os resultados eram tão bons quanto a equação de Charnock para velocidades de vento moderadas a altas relevantes para aplicações de energia eólica. Portanto, todos os cálculos no WAsP foram realizados com esse valor.

4.4.2 Influência da Massa Específica do Ar

A curva de potência de uma turbina eólica depende da massa específica do ar, que varia com a temperatura e a pressão barométrica (altitude). A curva de potência é frequentemente referida a uma massa específica de ar padrão de 1,225 kg/m³, correspondendo às condições de pressão do nível do mar padrão de 1013,25 hPa e uma temperatura do ar de 15°C. Na maioria dos casos, a curva de potência aplicada a um local com massa específica média do ar diferente do valor padrão é considerada proporcional à razão entre a massa específica do ar do local e o valor padrão. Para estimar a massa específica média do ar em todo o local, principalmente na altura de *hub* da turbina eólica, o WAsP utiliza informações de referência barométrica e variações de elevação do terreno com base na localização geográfica do local. O cálculo da densidade do ar leva em consideração a taxa variável de queda de temperatura. (DTU,2021)

Os dados de referência barométrica são utilizados para calcular a densidade do ar específica do local, melhorando a precisão das estimativas de produção e ajustando a curva de potência da turbina eólica para corresponder à densidade do ar do local por meio de interpolação ou extrapolação. O conjunto de dados de referência barométrica é atualizado com dados do ERA 5 de 2010-2020.

4.4.3 Extrapolação Vertical da Velocidade de Vento

Como a velocidade de vento fornecida pelo ERA-5 foi medida a 100m de altura, foi necessária a extrapolação vertical da velocidade de vento. O software utiliza o modelo logarítmico baseado no método do *European Wind Atlas* (EWA), que calcula "*desvios induzidos pela estabilidade do perfil do vento logarítmico, aplicando a teoria de perturbação tanto para a forma de Monin-Obukhov do perfil do vento quanto para a lei de arrasto geostrófico*" (TROEN, 2016). O perfil médio do vento é aplicado como uma

função da cobertura do solo, mais especificamente, dos comprimentos de rugosidade da superfície e é expresso pela Eq. (3):

$$u(z) = \frac{u_*}{k} \left[\ln \left(\frac{z}{z_0} \right) - \psi \left(\frac{z}{L} \right) \right] \quad (3)$$

$$\psi \left(\frac{z}{L} \right) \begin{cases} -4,7 Z/L & \text{para condições estáveis} \\ (1 - 16 \frac{Z}{L})^{0,25} - 1 & \text{para condições instáveis} \end{cases}$$

Para altas velocidades de vento em um terreno com baixa rugosidade, a parcela do coeficiente de estabilidade ψ pode ser desconsiderada.

4.5 Potencial de Produção de Energia Elétrica

Após reunidos os dados da turbina e os dados de velocidade e direção de vento no ponto de análise, foi possível realizar uma modelagem computacional no software WAsP para obtenção da energia anual produzida. Uma vez que a curva de potência $P(u)$ é medida para uma turbina eólica, a produção média de energia pode ser estimada pela Eq. (4) aplicando-se a função de densidade de probabilidade da velocidade do vento na altura do cubo. Por fim, a produção total de energia é calculada como a soma das produções de energia setoriais.

$$P = \frac{k}{A} \int_0^{\infty} \left[\left(\frac{k}{A} \right) \left(\frac{u}{A} \right)^{k-1} e^{-\frac{u^k}{A}} P(u) \right] du \quad (4)$$

Para cálculo da energia produzida pelo parque, o WAsP utiliza um modelo matemático do efeito esteira atrás de uma turbina desenvolvido por Jensen (1984) e adaptado por Katic et al. (1986) para parques eólicos reais. Neste modelo, a esteira é assumida como se expandindo linearmente atrás do rotor. Assim, as únicas variáveis são o déficit de velocidade inicial no início da esteira, avaliado a partir do coeficiente C_t (coeficiente de empuxo) da turbina em velocidade real do vento, e a constante de decaimento da esteira, que é a taxa de expansão (decomposição) da esteira. A constante de decaimento do efeito de esteira em aplicações *offshore* é recomendada ter um limite inferior de $k = 0,04$ (DTU, 2021).

A construção do *layout* do parque foi feita buscando o melhor aproveitamento do recurso eólico disponível e, como não há limitação de espaço para construção do parque, os aerogeradores podem ser dispostos lado a lado em uma linha perpendicular à maior incidência de vento, esperando-se diminuir significativamente o efeito de esteira no parque.

4.6 Potencial de Produção de Hidrogênio

O cenário estudado considera que o parque eólico é inteiramente dedicado à produção de hidrogênio, isso implica que toda eletricidade necessária para o processo de eletrólise assim como a purificação e compressão da água deve ser provida pelo parque. No presente estudo, a tecnologia escolhida é o eletrolisador PEM devido à sua melhor integração com fontes intermitentes. Foi suposto que os eletrolisadores funcionem exclusivamente com a energia variável do parque eólico. As especificações do eletrolisador previstas para 2030 utilizados neste estudo de caso estão listadas na Tabela 4.

Tabela 4– Especificações do eletrolisador.

Eletrolisador Proton Exchange Membrane (PEM)		
Consumo de energia para eletrólise	50 kWh/kg	IRENA (2018)
Consumo de energia para purificação da água, compressão e perdas do sistema	3 kWh/kg	IRENA (2018)
Eficiência de conversão	93%	Sarno et. al (2018) e Dihn et al (2020)
Limite inferior de potência	5% da Potência Total	Dihn et al (2020)

Fonte: Autora (2023)

A seguir, são apresentadas as equações utilizadas para o cálculo da massa de hidrogênio produzida de acordo com o estudo realizado por Dihn *et al* (2020). A quantidade de hidrogênio teoricamente produzida por hora a partir da fazenda eólica varia ao longo do tempo, representada como $M_{H2_teorico}$, e é calculada conforme a Equação 5.

$$M_{H2_teorico} = \frac{P_{parque}(t) * 1 \text{ hora}}{\frac{E_{ele}}{n_{ele}} + E_p} \text{ [kg/hora]} \quad (5)$$

Assim, a capacidade nominal da planta de eletrólise de hidrogênio deve ser decidida com base na produção máxima de hidrogênio por hora, conforme a Equação 6, multiplicada pela capacidade disponível da pilha de eletrólise.

$$P_{H2} \leq \max M_{H2_teorico} \times E_{ele} \text{ [MW]} \quad (6)$$

Após definido o tamanho da planta, a quantidade prática de hidrogênio produzida é governada pelas equações abaixo:

$$M_{H2_real} \left[\frac{kg}{h} \right] \begin{cases} 0 & \text{se } P_{parque} < 0,05 * P_{h2} \\ \frac{P_{parque}(t)}{\frac{E_{elec}}{n_{conv}} + E_p} & \text{se } P_{parque} < P_{h2} + M_{H2_prático} * E_p \\ \frac{P_{H2}}{E_{elec}} \cdot n_{conv} & \text{se } P_{parque} \geq P_{h2} + M_{H2_prático} * E_p \end{cases} \quad (7)$$

onde $M_{H2_prático} = \frac{P_{H2}}{E_{elec}} \cdot n_{conv}$

Assim, tem-se que a produção real de H² será limitada a potência fornecida pelo parque eólico caso a potência de saída do mesmo não seja suficiente para suprir a planta de eletrólise mais os processos de purificação da água e compressão de H². A produção será limitada ao tamanho definido para planta de eletrólise caso a potência de saída do parque supere a potência da planta de eletrólise mais a energia necessária para purificação da água e compressão do H².

Mathur et al. (2008) mostraram em seu estudo que 100 MW representa a capacidade mínima para produção de hidrogênio economicamente viável usando energia eólica *offshore*, dessa forma, o parque será composto de 10 aerogeradores do modelo apresentado na Tabela 3 – totalizando um parque eólico de 150 MW.

4.7 Análise Econômica

O sistema escolhido para ser estudado no presente trabalho é o com eletrolisador *offshore*, processo de liquefação do hidrogênio e seu transporte por navios devida à longa distância do Bloco de Libra até a costa - o que tornaria inviável economicamente a utilização do eletrolisador onshore ou construção de gasodutos. Para realização dos cálculos de viabilidade econômica, a vida útil do projeto foi considerada de 25 anos, o qual é um valor comum para parques eólicos offshore (IRENA, 2022). A taxa de desconto foi assumida em 7%, valor comumente utilizado para projetos de energia renovável (Dihn *et al.*, 2020). Primeiramente, foi realizado o cálculo do custo nivelado de hidrogênio (*Levelized Cost Of Hydrogen – LCOH*), conforme Eq. (8).

$$LCOH = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{C_{capex} + C_{opex}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (8)$$

A venda de oxigênio também foi considerada na análise. Assim, assumindo que todo hidrogênio produzido será vendido por um preço $\$_{h_2}$ e o oxigênio será vendido por um preço $\$_{O_2}$, o valor total arrecadado ao final de um ano pode ser calculado pela Eq. (9).

$$R_{anual} = (M_{H_2} * \$_{h_2}) + (M_{O_2} * \$_{O_2}) \quad (9)$$

Com isso, pôde-se calcular o *payback* simples (PS) e o valor presente líquido (VPL) do projeto, dados pelas equações 10 e 11, respectivamente.

$$PS = \frac{C_{capex}}{R_{anual} - C_{opex}} \quad (10)$$

$$VPL = \sum_{t=1}^N \frac{R_{anual} - C_{opex}}{(1+r)^t} - C_{capex} \quad (11)$$

O CAPEX (*Capital Expenditure*) de um projeto eólico é composto pelo desenvolvimento e concessão, fabricação e aquisição e, por fim, instalação e comissionamento. É o custo inicial de um projeto e geralmente é um valor mais elevado, pois envolve a compra de ativos a longo prazo que serão utilizados durante toda a vida útil do projeto. O valor para projetos flutuantes ainda não tem um padrão definido, então foi utilizado um valor com base na projeção apresentada pela NREL em 2021 e pelo sumário executivo da ABEEÓLICA de 2022. O OPEX (*Operational Expenditure*) se refere aos gastos operacionais recorrentes, como custos com mão de obra, manutenção, entre outros. Todas as considerações utilizadas para composição do CAPEX e OPEX do projeto são apresentadas na Tabela 5.

Tabela 5 – Valores Utilizados na Análise Econômica

CAPEX		
Categoria	Valor [€/MW]	Fonte
Parque Eólico Flutuante	3.000.000	NREL (2021)
Equipamento de Dessalinização	4.280,00	IEA (2022)
Eletrolizador PEM	600.000,00	IEA (2022)
Compressor de Oxigênio	18.282,78	Xuzhou Huayan (2020)
Transporte em Navio	33.709,00	IEA (2020)
OPEX		
Categoria	Valor	Fonte
Cabos	0,5% CAPEX	Garad Hassan (2013)
Subestação Offshore	0,075% CAPEX	Garad Hassan (2013)
Dessalinização	1% CAPEX	IEA (2020)
Planta H2	1,5% CAPEX	IEA (2019)
Liquefação	4% CAPEX	IEA (2019)
Navio	4% CAPEX	IEA (2019)
Terminal de Importação	4% CAPEX	IEA (2019)
Compressor Oxigênio	4% CAPEX	DOE (2020)
Substituição Pilha	250 € por kW	DOE (2020)

Fonte: Autora (2023)

A partir da Tabela 5 têm-se que o custo por MW do parque eólico considerado foi de €3.000.000,00 enquanto para a planta de eletrólise, o preço por MW foi de € 637.989,00. É importante ressaltar que a maior parte dos valores apresentados na Tabela 5 são uma projeção realizada para o ano de 2030. Por fim, considerando a vida útil da pilha do eletrolizador de 100.000 horas, a troca da pilha deverá ocorrer a cada 10 anos.

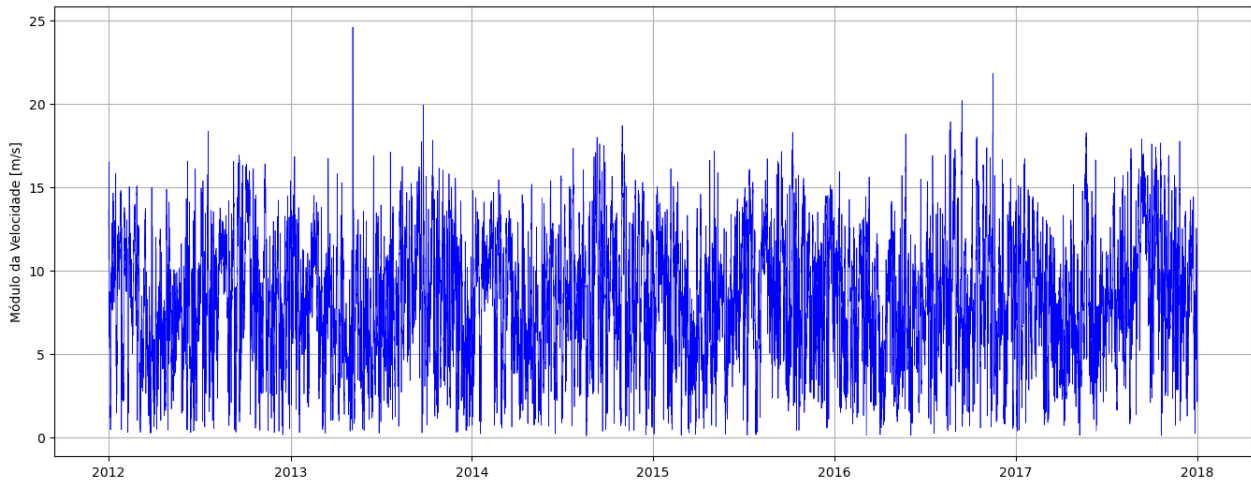
5 RESULTADOS

Nesta seção são apresentados os resultados para análise do recurso eólico da região e sua extrapolação para altura de *hub* do aerogerador, o layout final do parque, produção anual e mensal de energia elétrica do parque eólico assim como a respectiva capacidade de produção de hidrogênio verde. Por fim, são apresentados os resultados para análise econômica do estudo.

5.1 Recurso Eólico

A Figura 15 apresenta a série temporal do módulo da velocidade de vento para todo o período est. Analisando-se o gráfico, verificou-se a completude dos dados, não havendo lacunas ou valores ausentes na série temporal.

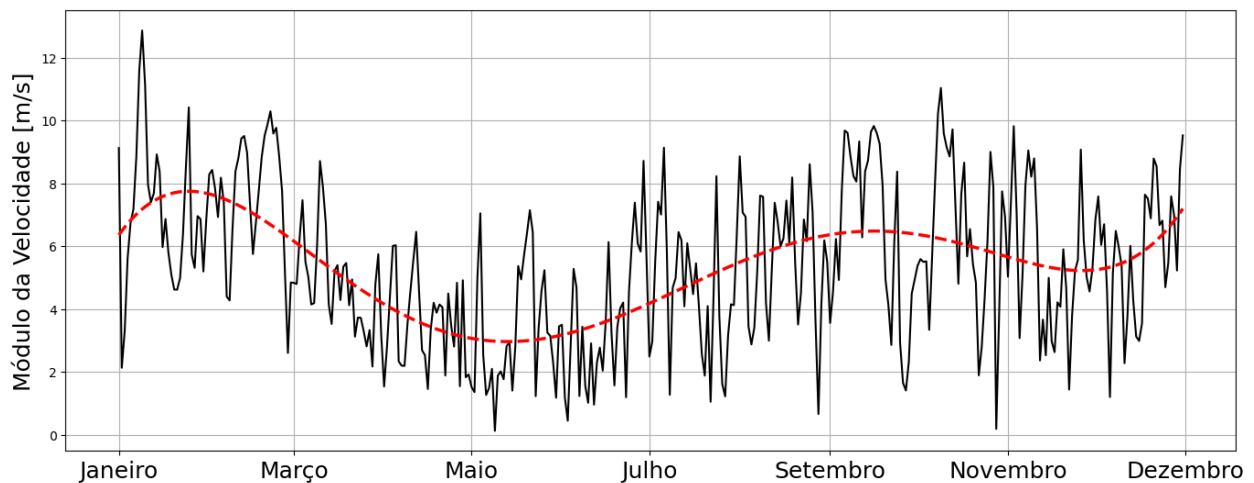
Figura 15– Série Temporal do Módulo da Velocidade de Vento



Fonte: Autora (2022)

Para uma melhor análise da sazonalidade do recurso eólico, construiu-se um ano médio, o qual é constituído pela média horária de todos os dias constituintes dos anos analisados. O resultado dessa condensação de dados é apresentado na Figura 16.

Figura 16– Variação do Módulo da Velocidade de Vento para Ano Médio



Fonte: Autora (2023)

Analisando-se os gráficos, pode-se observar que a velocidade média do vento na região a uma altura de 100 m fica entre 8 e 10 m/s. Para 150 m, correspondente à altura de *hub* da turbina, o valor calculado pelo WAsP foi de 13,03 m/s para uma rugosidade de terreno de 0,000 3m. Percebe-se então que os meses de março a julho apresentam as menores velocidades médias de vento e, portanto, a produção de energia será menor nesses meses. A Tabela 6 resume as médias das velocidades mensais para o ano referência para 100 m de altura.

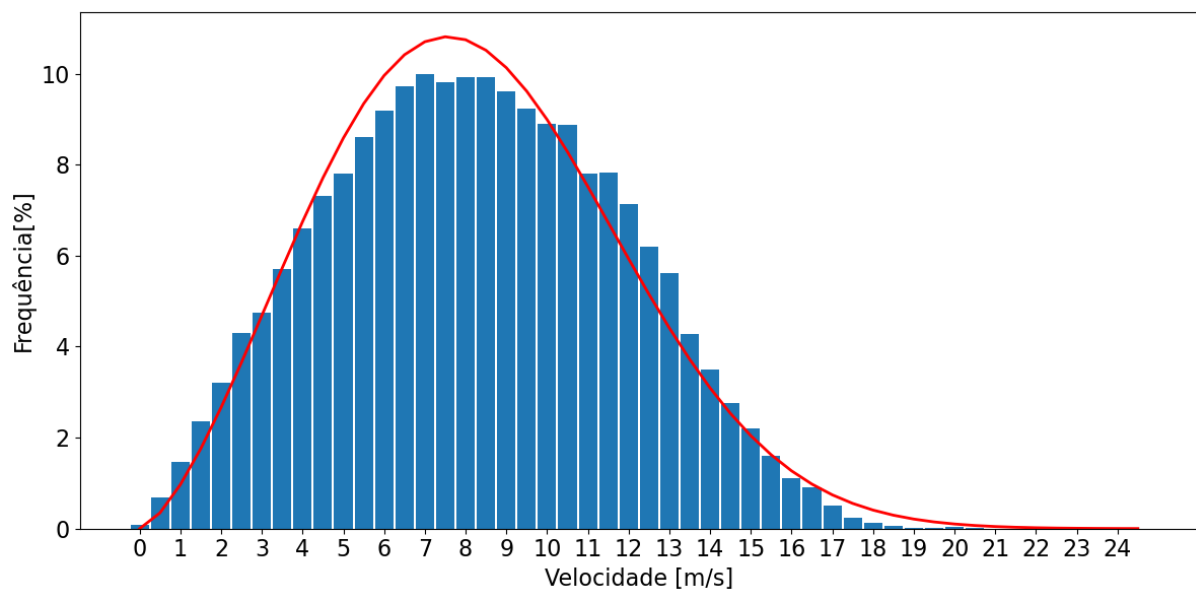
Tabela 6 – Média mensal da velocidade de vento a 100 m.

Mês	Velocidade [m/s]	Mês	Velocidade [m/s]
Janeiro	8,87	Julho	8,23
Fevereiro	8,91	Agosto	9,17
Março	7,06	Setembro	9,79
Abril	6,58	Outubro	9,49
Mai	7,05	Novembro	8,52
Junho	7,36	Dezembro	8,09

Fonte: Autora

A distribuição de Weibull é uma distribuição de probabilidade contínua que descreve a probabilidade de ocorrência de diferentes velocidades do vento em uma determinada área em um determinado momento. Na Figura 17 é possível observar a distribuição de Weibull para as velocidades de vento do local estudado a 100 m de altura.

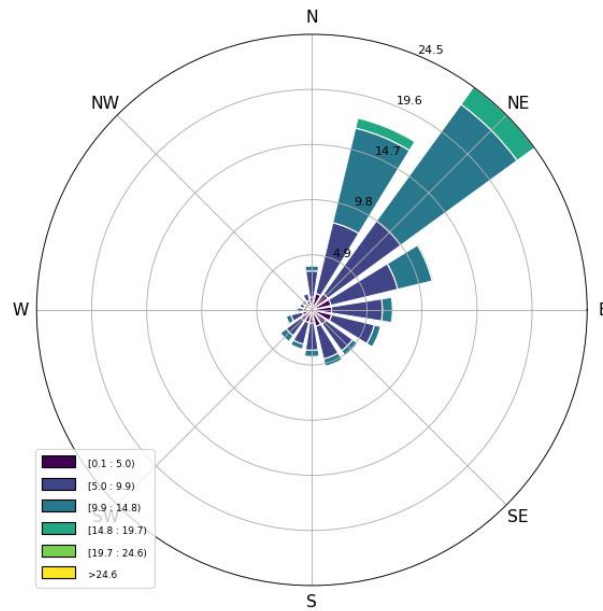
Figura 17 – Distribuição de Weibull



Fonte: Autora (2023)

O vento incide majoritariamente no setor 2 representando 24,5% das vezes e 1, representando 17,7% das vezes. Dessa forma, o melhor posicionamento das turbinas é alinhado a 45° do norte geográfico para um melhor aproveitamento do recurso eólico. Observando-se a distribuição de Weibull, verificou-se que a velocidade média incidente é em torno de 50% do tempo maior ou igual a 11 m/s- que corresponde a velocidade nominal do aerogerador escolhido. Assim, o parque irá operar com potência nominal em pelo menos 50% do tempo. Na Figura 18 pode-se observar a rosa dos ventos das direções predominantes de incidência de vento.

Figura 18 – Rosa dos Ventos

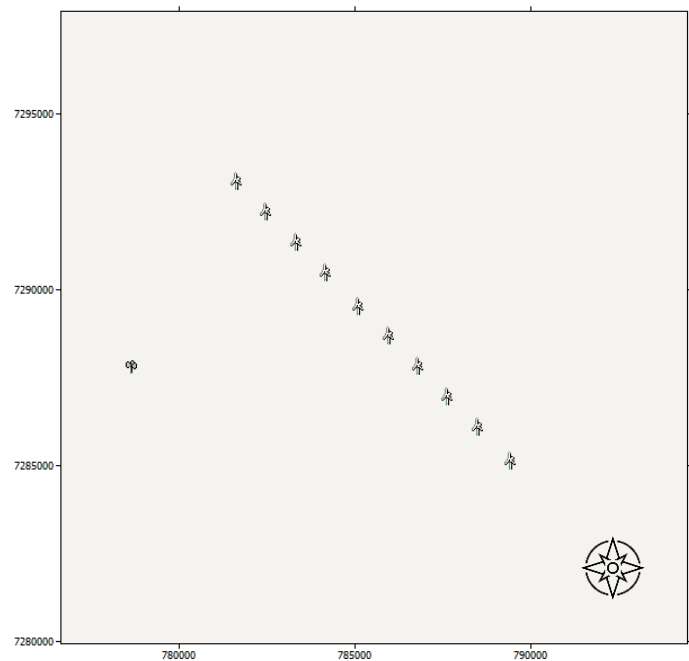


Fonte: Autora (2023)

5.2 Micrositing

O espaçamento entre turbinas é equivalente a 3 a 10 vezes o diâmetro do rotor, devendo ser maior que 3 ou 4 vezes o diâmetro do rotor perpendicular na direção do vento preponderante e 8 a 10 diâmetros na direção paralelo a direção do vento (LETCHER, 2017). Neste caso o espaçamento utilizado foi de 5 vezes o diâmetro do rotor pois foi só posicionada uma fileira de turbinas. O *layout* do parque com 10 turbinas orientadas à 45°, totalizando uma potência do parque de 150 MW, é apresentado na Figura 19.

Figura 19 – Layout do parque



Fonte: Autora (2023)

5.3 Produção de Energia Elétrica

As simulações foram realizadas utilizando-se o modelo para cálculo de esteira PARK-2 – o mais indicado para ambiente marítimo. A constante de decaimento do efeito de esteira em aplicações offshore é recomendada ter um limite inferior de $k = 0,04$ (DTU, 2021). A Tabela 7 reúne os principais resultados obtidos na simulação.

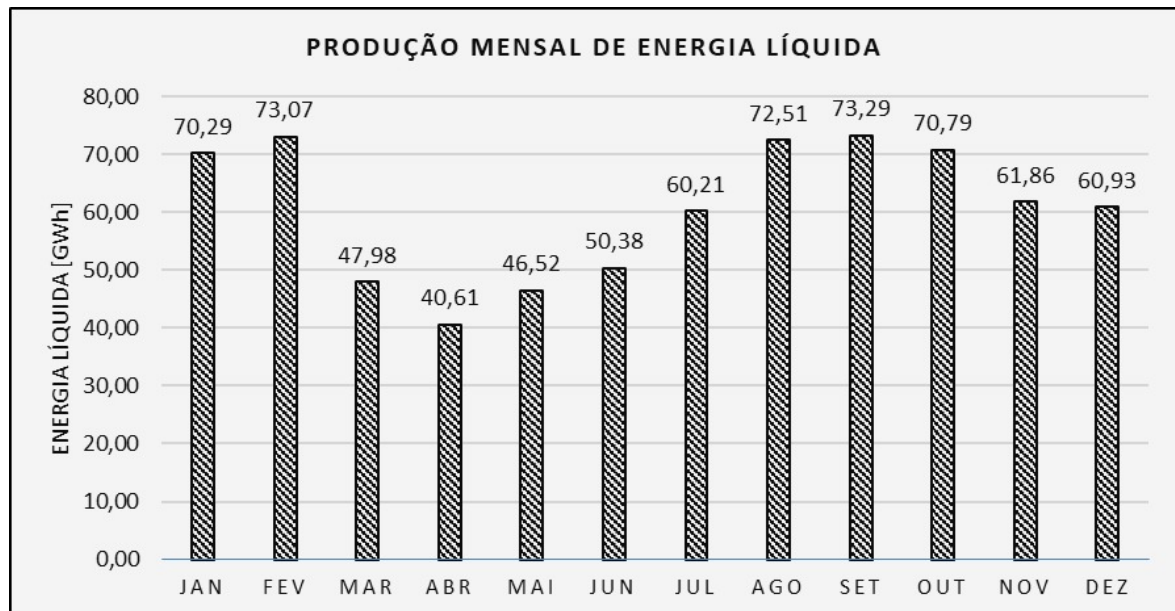
Tabela 7– Produção de energia elétrica

Produção Anual de Energia - Bruta	738,979 GWh
Produção Anual de Energia - Líquida	726,88 GWh
Perdas Proporcionais por Efeito Esteira	1,65%
Fator de Capacidade Médio	54,4%
Densidade de Potência	718 W/m ²

Fonte: Autora

As perdas por efeito esteira foram muito pequenas devido à uniformidade do terreno local e da distribuição perpendicular dos aerogeradores em relação à direção do vento predominante. O fator de capacidade do parque ficou acima da média dos parques offshore existentes, os quais apresentam o valor médio de 41% (IRENA, 2021). Na Figura 20 é apresentada a energia líquida produzida por mês. Devido à sazonalidade do vento na região, a produção de energia cai em torno de 38% no período de março a maio.

Figura 20 – Energia líquida produzida por mês.



Fonte: Autora (2023)

5.4 Produção de Hidrogênio

Aplicando-se a Eq. (6), a produção máxima de hidrogênio teórica seria de 2642,54 kg/hora – ou seja, caso a potência fornecida pelo parque fosse a potência nominal do mesmo -, resultando em uma planta

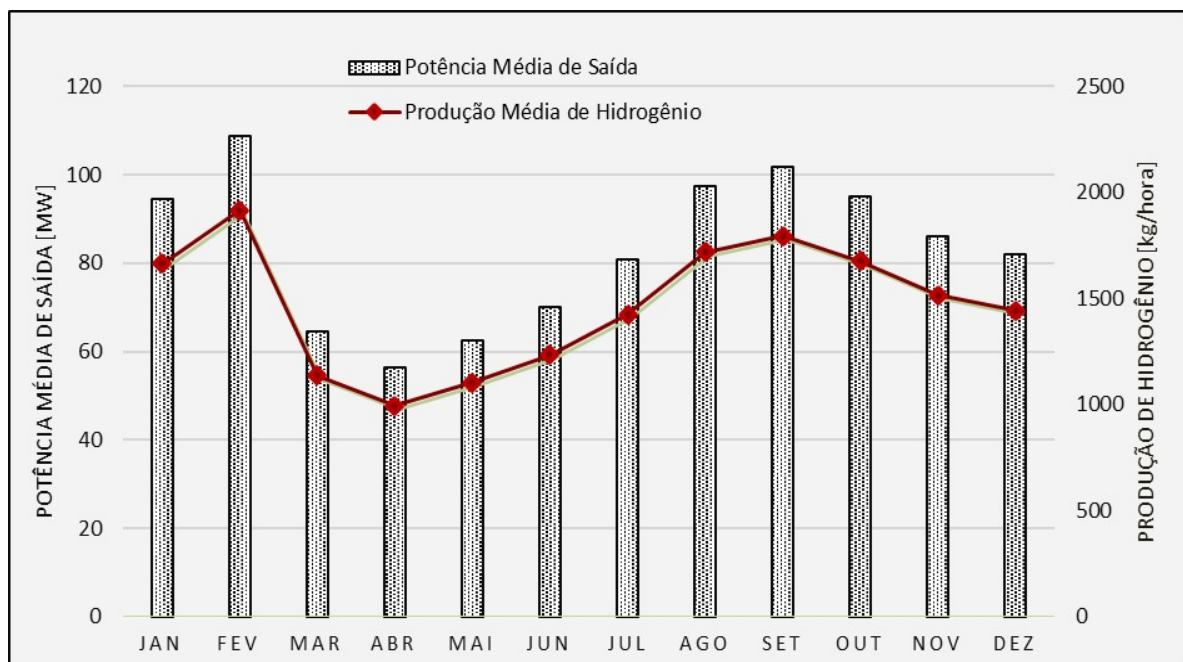
de 132,12 MW. Assim, o tamanho da planta de hidrogênio foi fixado em 130 MW. Utilizando-se toda energia anual líquida produzida pelo parque eólico na eletrólise, foi obtida uma produção de 12.805.425 kg de hidrogênio por ano. A Tabela 8 resume os principais resultados encontrados.

Tabela 8 – Resultados para Planta de Hidrogênio

Potência da Planta de H_2	130 MW
Potência Mínima para Eletrólise	6,5 MW
Produção Média Horária de Hidrogênio	1467,72 kg/hora
Produção Anual Líquida de Hidrogênio	12.805.425 kg

Na Figura 21 é apresentada a potência de saída média do parque e a respectiva produção horária estimada para a planta de hidrogênio. A maior produção média horária foi no mês de fevereiro, com um valor de 1915,46 kg/hora. Foi observado também que em nenhum dos meses a potência média do parque foi superior a potência da planta de hidrogênio.

Figura 21 - Produção anual líquida de hidrogênio verde.



Fonte: Autora (2023)

Atualmente, o hidrogênio é amplamente utilizado na produção de amônia para fertilizantes, utilizando o processo de Haber-Bosch, onde nitrogênio e hidrogênio são combinados em alta pressão. Em teoria, para produzir uma tonelada de amônia, são necessários 177 kg de H_2 e 823 kg de N_2 , permitindo a produção anual de 72.347 toneladas de amônia por meio deste processo (IEA, 2019). Além disso, o hidrogênio está se tornando cada vez mais importante como gás de utilidade na indústria de refino e petroquímica. O setor de refino de petróleo é um dos principais mercados potenciais para o hidrogênio, sendo responsável por cerca de 39,8 Mtpa, ou seja, 30-35% da demanda global por hidrogênio em 2021 (IEA, 2021). Com isso, o projeto teria a capacidade de suprir aproximadamente 0,03% da demanda global. No contexto brasileiro, a quantidade de hidrogênio consumido em refinarias foi de 300 mil toneladas em 2020 (EPE, 2022). Portanto, a produção do projeto corresponde a 4,3% desse valor.

Já no setor de transporte, de acordo com o departamento de energia dos Estados Unidos (*U.S Energy Department*), um veículo leve movido a célula de combustível transporta aproximadamente 4 a 10 kg de hidrogênio a bordo, sendo 5kg o mais comum dando uma autonomia de aproximadamente 500 km. No Brasil, a quilometragem média percorrida por ano é de 12.900 km (KBB, 2019). Assim, a produção de hidrogênio do projeto seria capaz de abastecer em torno de 99 mil carros por ano.

5.5 Análise Econômica

O valor do CAPEX estimado para o projeto foi de € 532.938.570,00 e o valor de OPEX foi de €82.010.477,66 para um cenário onde todo o hidrogênio produzido é liquefeito e transportado por navio. O custo encontrado foi superior a outros estudos como o de Franco et al. (2020), cujo valor do CAPEX foi de aproximadamente € 200M para um parque de 100 MW distante 50 km da costa cujo método de transporte também seria a liquefação do hidrogênio. O valor de operação e manutenção varia muito conforme o tamanho da planta, já que geralmente é calculado como uma porcentagem do CAPEX. Os principais resultados para a análise econômica são apresentados na Tabela 9.

Tabela 9 – Principais resultados para análise econômica

CAPEX (M€)	532,938
OPEX (M€)	82,010
LCOH (€/kg)	9,75
VPL (€)	875.139,8
PAYBACK	12 anos

Fonte: Autora (2023)

Os resultados da análise de custos indicam que o preço de produção estimado está dentro da faixa de preços encontrada por outros projetos similares na indústria. Todavia, considerando-se toda a cadeia de produção através de fontes renováveis, preços em torno de €3,20 /kg já são alcançáveis e a meta para 2050 é atingir o preço de €1,5/kg alinhado a um crescimento da demanda para 735 milhões de toneladas (IEA, 2021).

Quando comparado com outros métodos de produção de hidrogênio já operantes, o LCOH encontrado para o projeto não se mostrou atraente pelo ponto de vista econômico visto que a produção de hidrogênio a partir de fontes fósseis resulta em LCOH de €1 a €2,06. No Cenário de Emissões Líquidas Zero até 2050 (*NZE Scenario*) da Agência Internacional de Energia, o custo do hidrogênio renovável é previsto para chegar a apenas USD 1,3 por kg até 2030 em regiões com recursos renováveis excelentes (IEA, 2021). Para isso ocorrer, é necessária uma diminuição dos custos para eletrólise e os custos de prospecção, construção e operação dos parques *offshore*.

Para obtenção de um VPL positivo, o preço de venda do hidrogênio deve ser de, no mínimo, € 9,84/kg. Vale ressaltar que, de acordo com *SGH2 Energy Global*, o preço médio de venda de hidrogênio verde atualmente pode chegar a € 15. O preço de venda de O₂ considerado foi de € 200 por tonelada, valor médio praticado no mercado. A venda desse subproduto se mostrou essencial para que o VPL do projeto resultasse em um valor positivo.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A presente monografia consistiu em uma análise de viabilidade técnica e econômica sobre o potencial de produção de hidrogênio através de um eletrolizador suprido por turbinas eólicas instaladas em alto mar. Os resultados obtidos revelaram que a integração das tecnologias de energia eólica e hidrogênio é viável tecnicamente e economicamente, podendo propiciar vantagens significativas para ambas as áreas em questão.

O local escolhido apresentou um excelente recurso eólico, apresentando velocidades de vento de até 22 m/s e uma média de 13,05 m/s para o ambiente *offshore* a 150 m de altura. Após a compilação de cinco anos de dados em um ano médio, tornou-se evidente a existência de sazonalidade na região. Durante os meses de março a junho, os valores de velocidade foram observados em níveis inferiores, enquanto os meses de setembro a novembro apresentaram velocidades mais elevadas. Ademais, a direção do vento é predominantemente nordeste, o que facilitou a construção do layout do parque.

A produção de energia anual de aproximadamente 730 GWh e o fator de capacidade médio de 54,4% reforçou o grande potencial energético da área. As perdas por efeito esteira de 1,65% são extremamente baixas quando comparado com valores usuais de parques operantes de 10 a 20%, isso se deve à união do vento uniforme com o *layout* do parque em apenas uma fileira, ressaltando mais uma vantagem de se trabalhar no ambiente *offshore*: a grande disponibilidade de área inexplorada.

Utilizando-se toda energia produzida pelo parque eólico para produção de hidrogênio, a capacidade de produção da planta de eletrólise calculada foi de 12.805.425 kg anuais, o que equivale em média a 1467,72 kg por hora. Aplicando-se esse resultado no mercado de hidrogênio, seria possível produzir anualmente em torno de 72.347 toneladas de amônia por meio deste processo para utilização em fertilizantes agrícolas. Por outro lado, no setor de transporte, o hidrogênio produzido poderia ser convertido em células de combustíveis. Neste cenário, seria possível abastecer em torno de 99 mil carros por ano. Outra aplicabilidade interessante considerando o local de produção é o uso da molécula nos próprios processos de extração e refino de petróleo, que hoje representam em torno de 35% da demanda global por hidrogênio.

O projeto apresentou um CAPEX de € 532.938.570,00 e um OPEX de € 82.010.477,66 considerando-se que todo hidrogênio produzido é liquefeito e transportado por navios. Percebeu-se que o projeto só apresentaria um VPL positivo caso o oxigênio resultante do processo de eletrólise também fosse vendido. Com isso, o valor do custo nivelado de hidrogênio ficou em € 9,75 – um preço não atrativo economicamente visto que hoje já existem projetos de produção de hidrogênio verde através de fontes renováveis com LCOH de €3,20 /kg. Quando comparado com métodos de produção a partir de fontes fósseis, a diferença é ainda maior, pois estes apresentam um LCOH de €1 a €2,06. O VPL resultante para o menor preço de venda possível para o hidrogênio foi de €875.139,8.

Assim, a partir da análise técnica realizada ficou evidente que a implementação de projetos de energia eólica *offshore* no Brasil associado à produção de hidrogênio pode contribuir para o processo de transição energética do país além de apresentar uma grande oportunidade para atrair investimentos, gerar empregos e promover o desenvolvimento econômico em diversos estados produtores. Os resultados obtidos na análise econômica reforçam a necessidade da criação de um arcabouço regulatório no segmento de eólicas *offshore* que possibilite o país avançar nesta área concomitantemente com diminuição dos custos para eletrólise e os custos de prospecção, construção e operação dos parques *offshore*.

Para trabalhos futuros, é interessante a análise da produção horária de energia do parque eólico – que não é possível com o software WaSP – para que se possa construir uma curva de geração do parque mais detalhada, identificando os picos e vales para uma melhor integração e operação da planta de eletrólise. É interessante também o estudo de um cenário onde se utilize a energia do parque para abastecimento do FPSO, que hoje é realizado através de turbinas a gás, e, caso houver excedente de energia, seja realizada a conversão em hidrogênio. Por fim, recomenda-se a realização do estudo de impacto das ondas do mar, assim como a variação da temperatura na superfície devido às correntes marítimas no desempenho do parque eólico para se obter um valor de produção de energia mais fiel à realidade.

7 REFERÊNCIAS

- ABEEÓLICA - Associação Brasileira de Energia Eólica (Brasil) . **Boletim Anual de Geração Eólica 2021**. 2021. Disponível em<: <http://abeeolica.org.br/>>. Acesso em: 15 Agosto. 2022.
- AL-SHARAFI et al. **Techno-Economic Analysis Optimization Of Solar And Wind Energy Systems For Power Generation And Hydrogen Production in Saudi Arabia**. Arábia Saudita.20.15
- ALASSI, A.; BAÑHALES, S.; ELLABBAN O.; ADAM, G.; MacIver, C. **HVDC transmission: Technology review, market trends and future outlook**. Renew. Sustain. Energy Rev. 2019, 112, 530–554.
- AGÊNCIA PETROBRAS (Brasil) (org.). **Projeto Conceito FPSO PL**. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/seguranca-operacional-e-meio-ambiente/arq/ppdi/pdi-conceitual-fps0-spa2.pdf>>. Acesso em: 18 setembro 2022
- BRAGA, Carolina Bordini. **Avaliação do Desempenho no Ponto de Projeto de Turbinas a gás em operação na Bacia de Campos**. 2013. 74 f. Monografia (Especialização) - Curso de Engenharia Naval e Oceânica, Centro de Tecnologia Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2013.
- BVG associates, “**Wind farm costs Offshore Renewable Energy**,” BVG associates, 10 04 2020. [Online]. Disponível em <<https://guidetoanoffshorewindfarm.com/wind-far>>
- CALADO, G. CASTRO, R. **Hydrogen production from offshore wind parks: Current situation and future perspectives**. Applied sciences (Basel, Switzerland), v. 11, n. 12, p. 5561, 2021.
- DE OLIVEIRA, R. C. D. E. O. C. **Panorama do hidrogênio no brasilpanorama do hidrogênio no brasil**. Disponível em: <https://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/11291/1/td_2787_web.pdf>. Acesso em: 05 ago. 2022.
- DE LIMA, L. C. et al. **Hidrogênio Solar-Eólico Para A Produção De Fertilizantes Nitrogenados No Estado Do Ceará**. Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS, 2020.
- DINH et al. **Development of a viability assessment model for hydrogen production from dedicated offshore wind farms**. Irlanda. 2020.
- DOUAK, M. SETTOU, N. **Estimation of hydrogen production using wind energy in Algeria**. 2015.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Geração Eólica 2021**. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt>> Acesso em: 20 de julho de 2022
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Produção e Consumo de Hidrogênio em Refinarias no Brasi**. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt>> Acesso em: 20 de março de 2023
- ESTEBAN, M. D. et al. **Why offshore wind energy?** Renewable Energy, v. 36, n. 2, p. 444–450, fev. 2011.
- European Centre for Medium-Range Weather Forecasts. **ERA5 Dataset**. Disponível em: <<https://www.ecmwf.int/en/forecasts/datasets/reanalysis-datasets/era5>> Acesso em: 10 julho 2022.
- FRANCO, B. A. et al. **Assessment of offloading pathways for wind-powered offshore hydrogen production: Energy and economic analysis**. Applied energy, v. 286, n. 116553, p. 116553, 2021.

Gaertner, E., Rinker J., Sethuraman L., Zahle F., Anderson, B., Barter, G., Abbas, N., Meng, F., Bortolotti, P. Skrzypinski, W., Scott, G., Feil, R., Bredmose, H., Dykes, K., Shields, M., Allen, C., e Viselli.A. 2020. **Definition of the IEA 15-Megawatt Offshore Reference Wind**. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-5000-75698. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/75698.pdf>

Glenk, G., Reichelstein, S. Economics of converting renewable power to hydrogen. *Nat Energy* 4, 216–222 (2019). <https://doi.org/10.1038/s41560-019-0326-1>

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **Global Wind Report 2022**. Disponível em: <<https://gwec.net/global-wind-report-2022/>> Acesso em: 20 de agosto de 2022.

GOMES, J. **Eletrólise da água na obtenção de hidrogênio**, *Rev. Ciência Elem.*, V10(2):025, 2022.

IEA. *The Future of Hydrogen*. Paris: IEA; 2019.

IEA. *G20 Hydrogen report: assumptions*. Paris: IEA; 2019.

IEA. *Global Hydrogen Review*. Paris: IEA, 2022.

IRENA. **Hydrogen from Renewable Power: Technology Outlook for the Energy Transition. 2018**. Disponível em: < <https://irena.org/publications/2018/Sep/Hydrogen-from-renewable-power>> Acesso em: 22 Agosto de 2022.

Kelly MC, Troen I. **Probabilistic stability and “tall” wind profiles: theory and method for use in wind resource assessment**. *Wind Energy*, 2016;19(2):227-41.

Lucas, T.R., Ferreira, A.F., Santos Pereira, R.B., Alves, M.. **Hydrogen Production From The Windfloat Atlantic Offshore Wind Farm: A Techno-Economic Analysis**. *AppliedEnergy*. Lisboa, 2022.

Mathur, J., Agarwal, N., Swaroop, R., & Shah, N. (2008). **Economia da produção de hidrogênio como combustível de transporte usando sistemas de energia eólica offshore**. *Política Energética*, 36(3), 1212-1222.

MOSTAFAEIPOUR, A. et al. **Evaluating the wind energy potential for hydrogen production: A case study**. *International journal of hydrogen energy*, v. 41, n. 15, p. 6200–6210, 2016.

NABUCO, S. C. **Estudo De Parque Eólico Offshore Para Suprimento De Uma Usina De Hidrogênio Verde: Análises Técnica E Econômica**. 2022. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica) - Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2022.

Kayfeci, M., Keçebas, A. and M. Bayat. **Solar hydrogen production**, Elsevier, 2019, pp. 45–83

L. Aiche-Hamane, M. Belhamel, B. Benyoucef, M. Hamane. **Feasibility study of hydrogen production from wind power in the region of Ghardaia** *Int J Hydrogen Energy*, 34 (2009), pp. 4947-4952, 10.1016/J.IJHYDENE.2008.12.037

LETSCH, B. L. **Estudo Do Impacto Da Estabilidade Atmosférica No Perfil Vertical Do Vento E Na Variação Da Velocidade Do Vento, Usando Séries De Referência De Reanálise, Em Local Costeiro**. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia Mecânica) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2022.

LETCHER, T. M. **Wind Energy Engineering: A Handbook for Onshore and Offshore Wind Turbines**. [s.l.] Joe Hayton, 2017.

MARTINS, D. S. et al. **Revisão bibliográfica sobre os benefícios da implantação de um parque eólico offshore no Brasil.** Revista Ibero-Americana de Humanidades, Ciências e Educação, v. 8, n. 7, p. 563–581, 30 jul. 2022.

NEXANS. **Ten new technologies to electrify the future: Floating offshore wind and solar.** Disponível em: https://www.nexans.com/en/nexans_blog/nexans_blog_posts/floating-offshore-wind-and-solar.html. Acesso em: 20 Setembro 2022.

OCYAN. **Pioneiro de Libra completa um ano de operação com mais de 9 milhões de barris produzidos.** Disponível em: <https://www.ocyan-sa.com/pt-br/pagina-release/pioneiro-de-libra-completa-um-ano-de-operacao-com-mais-de-9-milhoes-de-barris>. Acesso em: 18 Setembro 2022

OFFICE OF ENERGY EFFICIENCY & RENEWABLE ENERGY. **Hydrogen Production.** Disponível em: <<https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production>> Acesso em: 20 de julho de 2022.

Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, “DOE Technical Targets for Hydrogen Delivery,” [Online]. Disponível em: <<https://www.energy.gov/eere/fuelcells/doe-technical-targets-hydrogen-delivery>>. Acesso em: janeiro de 2023

Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, “DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Record” [Online]. Disponível em:< https://www.hydrogen.energy.gov/program_records.html>Acesso em: janeiro de 2023.

LIMA, L.C, PATRICIO, R.A, SILVA, C.D.N, BATISTA, N.E, OLIVEIRA, E.E.S, MORAIS, F.H.B.L. **Hidrogênio Solar-Eólico Para A Produção De Fertilizantes Nitrogenados No Estado Do Ceará.** Congresso Brasileiro de Energia Solar. Fortaleza, 2020.

PHILLIPS, J. et al. **A guide to UK offshore wind operations and maintenance.** [s.l.] Unpublished, 2013.

RODRIGUEZ, C.R. MISO, M. YOB, G.J, OTTOGALI, R., SANTA CRUZ, R., AISA, S., **Analysis Of The Potential For Hydrogen Production In The Province Of Cordoba, Argentina, From Wind Resources.** Int J Hydrogen Energy, 2010.

SRTM, Shuttle Radar Topography Mission – **The Mission to Map the World.** Available in:<<http://www.jpl.nasa.gov/srtm>>, Acesso em: Setembro de 2022.

Vaicberg, H., Valiatt, G.L.C., Queiroz, M.F. **Energia Eólica Offshore: Um Overview do Cenário Global e o Contexto Brasileiro.** Revista Brasileira de Energia Eólica, Rio de Janeiro, vol. 1, nº 1, p. 114-143, jan.-jun. 2021.

VESTAS WIND SYSTEMS. **Follow the journey V236-15.0 MW™ Prototype.** Disponível em: vestas.com/en/products/offshore/V236-15MW/prototype. Acesso em: 20 Setembro 2022.

WAsP (2017) (Educational Licence). **Wind Atlas Analysis and Application Program.** DTU Wind Energy.

Xuzhou Huayan Gas Equipment Co., Ltd., **Diaphragm Industrial Heavy Duty Oxygen Compressor,** Xuzhou; 2020

ZHANG, G. WAN, X. **A Wind-Hydrogen Energy Storage System Model For Massive Wind Energy Curtailment.** Int J Hydrogen Energy, 2014.

