

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE TECNOLOGIA E RECURSOS NATURAIS
UNIDADE ACADÊMICA DE CIÊNCIAS ATMOSFÉRICAS**

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM

METEOROLOGIA



TESE DE DOUTORADO

Ismael Guidson Farias de Freitas

**Variabilidade Sazonal e Interanual dos Ventos Sobre o
Atlântico Tropical Sul e o Potencial de Energia Eólico
Offshore na Região Nordeste do Brasil.**

Campina Grande, Setembro de 2024

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE TECNOLOGIA E RECURSOS NATURAIS
UNIDADE ACADÊMICA DE CIÊNCIAS ATMOSFÉRICAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM METEOROLOGIA**

ISMAEL GUIDSON FARIAS DE FREITAS

**VARIABILIDADE SAZONAL E INTERANUAL DOS VENTOS SOBRE O
ATLÂNTICO TROPICAL SUL E O POTENCIAL PARA ENERGIA EÓLICA
Offshore NA REGIÃO NORDESTE DO BRASIL**

CAMPINA GRANDE - PB

SETEMBRO DE 2024

ISMAEL GUIDSON FARIAS DE FREITAS

VARIABILIDADE SAZONAL E INTERANUAL DOS VENTOS SOBRE O
ATLÂNTICO TROPICAL SUL E O POTENCIAL PARA ENERGIA EÓLICA
OFFSHORE NA REGIÃO NORDESTE DO BRASIL

Trabalho de Tese submetido ao
colegiado do Programa de
Pós-Graduação em Meteorologia da
Unidade Acadêmica de Ciências
Atmosféricas da Universidade Federal de
Campina Grande, em cumprimento às
exigências para obtenção do título de
Doutor em Meteorologia.

Área de concentração: Meteorologia de Meso e Grande Escala

Sub-área: Sinótica-Dinâmica da Atmosfera Tropical

Orientador: Prof. Dr. Helber Barros Gomes

Co-orientador: Prof. Dr. Malaquias Peña Mendez

CAMPINA GRANDE - PB

SETEMBRO DE 2024

F866v

Freitas, Ismael Guidson Farias de.

Variabilidade sazonal e interanual dos ventos sobre o atlântico tropical sul e o potencial para energia eólica offshore na região Nordeste do Brasil / Ismael Guidson Farias de Freitas. – Campina Grande, 2025.

108 f. : il. color.

Tese (Doutorado em Meteorologia) – Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Tecnologia e Recursos Naturais, 2025.

"Orientação: Prof. Dr. Helber Barros Gomes, Prof. Dr. Malaquias Peña Mendez”.

Referências.

1. Meteorologia de Meso e Grande Escala. 2. Sinótica-Dinâmica da Atmosfera Tropical. 3. Energia Eólica Offshore. 4. Variabilidade Offshore. 5. Reanálise – Dados do *Copernicus Marine Service* (CMEMS). I. Gomes, Helber Barros. II. Mendez, Malaquias Peña. III. Título.

CDU 551.515.6(812/813)(043)

ISMAEL GUIDSON FARIAS DE FREITAS

VARIABILIDADE SAZONAL E INTERANUAL DOS VENTOS SOBRE O
ATLÂNTICO TROPICAL SUL E O POTENCIAL PARA ENERGIA EÓLICA
OFFSHORE NA REGIÃO NORDESTE DO BRASIL

TESE APROVADA EM 30/09/2024

BANCA EXAMINADORA

Documento assinado digitalmente

 **HELBER BARROS GOMES**
Data: 11/10/2024 11:56:31-0300
Verifique em <https://validar.itl.gov.br>

Prof. Dr. HELBER BARROS GOMES
Instituto de Ciências Atmosféricas
Universidade Federal de Alagoas



Prof. Dr. MALAQUIAS PEÑA MENDEZ
Department of Civil and Environmental Engineering
University of Connecticut

Documento assinado digitalmente

 **MADSON TAVARES SILVA**
Data: 03/10/2024 22:50:31-0300
Verifique em <https://validar.itl.gov.br>

Prof. Dr. MADSON TAVARES SILVA
Unidade Acadêmica de Ciências Atmosféricas
Universidade Federal de Campina Grande

Documento assinado digitalmente

 **JOSEIVALDO BARBOSA DE BRITO**
Data: 09/10/2024 10:32:46-0300
Verifique em <https://validar.itl.gov.br>

Prof. Dr. JOSÉ IVALDO BARBOSA DE BRITO
Unidade Acadêmica de Ciências Atmosféricas
Universidade Federal de Campina Grande

Documento assinado digitalmente

 **DIRCEU LUIS HERDIES**
Data: 08/10/2024 16:45:33-0300
Verifique em <https://validar.itl.gov.br>

Prof. Dr. DIRCEU LUIS HERDIES
Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos
Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais

Documento assinado digitalmente

 **CLAUDIO MOISES SANTOS E SILVA**
Data: 04/10/2024 08:35:23-0300
Verifique em <https://validar.itl.gov.br>

Prof. Dr. CLÁUDIO MOISÉS SANTOS E SILVA
Centro de Ciências Exatas e da Terra
Universidade Federal do Rio Grande do Norte

*Dedico esta tese ao meu pai, **Nilton Salvador de Freitas**, e à minha mãe, **Lucineide Farias de Freitas**. Seus ensinamentos e incentivos abriram grandes caminhos em minha vida e foram fundamentais para que eu chegasse até aqui.*

AGRADECIMENTOS

- Primeiramente gostaria de agradecer imensamente aos meus pais, Nilton Salvador de Freitas e Lucineide Farias de Freitas, sempre com muita conversa me incentivaram a alcançar grandes voos, e através do estudo me mostraram que esse era o caminho.
- Agradecer minha noiva, Thayna Vila Nova, que nos meus momentos mais difíceis e falta de vontade para continuar, me mostrou que aquilo era meu objetivo e que era um sonho, e assim eu nunca poderia desistir. Serei eternamente grato por todas as conversas e suporte para que eu pudesse chegar até aqui.
- Idarlan Farias de Freitas e Ingrid Farias de Freitas, como não esquecer de vocês, meus incentivadores, meus amigos, meus grandes irmãos... quem sempre tava ali todo momentos incentivando e dando todo o suporte em diversos momentos, toda minha trajetória acadêmica vocês foram essenciais e extremamente importantes.
- Aos orientadores Helber Barros e Malaquias Peña, onde em diversos momentos ajudaram com ideias e soluções inovadoras para o desenvolvimento do trabalho.
- Agradeço profundamente a todos que sempre estiveram presentes e dispostos a me ajudar em cada etapa da minha jornada: Neyde Salvador, Claudineide Salvador, Cicera Salvador, Gerônimo Farias (*in memoriam*), Neyde Farias, Regina Farias, Nadson Salvador, Carluse Vila Nova e Josenilton Vila Nova.
- A todos os amigos que compartilharam bons momentos e discussões inspiradoras sobre a ciência meteorológica: Matheus Lyra, Pedro Fernandes, Lucas Carvalho, Thomas Ferreira, Jéssica Delgado, Jeová Ramos e João Pedro.
- Ao Programa de Pós-Graduação em Meteorologia (PPGMET) da Universidade Federal de Campina Grande (UFCG) pelo apoio e suporte durante os anos de doutorado, principalmente a Arilene, que sempre foi muito eficiente e atenciosa na solução de diferentes problemas.
- Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pelo apoio financeiro à pesquisa, que foi fundamental durante o curso de doutorado.

Nada na terra dura para sempre (Nothing on earth stays forever)
Mas nenhum de seus feitos foi em vão. (But none of your deeds were in vain)
Glory to the Brave - Hammerfall

RESUMO

O objetivo geral deste trabalho foi avaliar as variabilidades sazonal e interanual do vento sobre o oceano Atlântico Tropical Sul (ATS) e o potencial de energia eólica *offshore* na região costeira do Nordeste do Brasil (NEB) entre 1988-2018, além de investigar como essas variabilidades afetam a geração de energia. Também foi avaliada a qualidade de possíveis dados de referência de velocidade do vento e altura significativa das ondas para auxiliar nos projetos de implementação de parques eólicos *offshore*. Diante dos recursos eólicos existentes no NEB, as análises das variabilidades e da qualidade dos conjuntos de dados de referência tornam-se importantes, uma vez que podem oferecer informações valiosas para os tomadores de decisão durante a elaboração dos projetos de energia eólica *offshore*. Foram utilizados dados das reanálises *Copernicus Marine Service* (CMEMS) para avaliar a variação sazonal e interanual do vento e estimar o potencial eólico *offshore*, além de dados de 3 boias meteorológicas para validar os dados do CMEMS. Para analisar os efeitos da variabilidade sazonal e interanual, foi realizada a espacialização da velocidade média, empregando técnicas de *bloxplot*. Também foi investigada a relação entre a velocidade do vento e eventos El Niño-Oscilação Sul (ENOS), além de verificar análises de tendências dos ventos através do teste de Mann-Kendall. Para as estimativas de recursos, foram calculadas a densidade e capacidade de produção de energia eólica *offshore*, além da identificação de áreas aproveitáveis e do impacto de ENOS na geração de energia de um parque eólico *offshore* em fase de licenciamento ambiental. Os resultados do controle de qualidade dos dados do CMEMS para velocidade do vento e altura significativa das ondas mostraram correlações acima de 0.80 para velocidade do vento, com destaque para Porto Seguro, e acima de 0.91 para altura significativa das ondas, com destaque para Recife. Além disso, os valores de RMSE apresentaram máximos de 1.37 m/s e 0.16 cm para altura significativa das ondas. As análises de variabilidade mostraram que a velocidade do vento estimada a 100 m de altura no ATS apresenta alta variabilidade sazonal e mensal, com maiores velocidades nos períodos de JJA e SON, especialmente em áreas costeiras. Ao verificar os eventos de La Niña e El Niño, as anomalias de vento variaram entre -5 m/s e 5 m/s. Nas análises de boxplot, foi observado que existe uma alta variabilidade do vento, principalmente na costa norte do Nordeste, enquanto em áreas mais ao leste as velocidades são mais estáveis. Nas análises de tendência, foram observadas variações estatisticamente significativas ($p < 0.0001$), principalmente nos trimestres DJF, JJA e SON. Na identificação de áreas aproveitáveis para geração, aproximadamente 71% da área total apresentou densidade de energia entre 400 e 700 w/m², sendo classificada como “Muito Bom”. Na análise de caso para um parque eólico *offshore*, a densidade de energia calculada apresentou valores coerentes com outros estudos, estimando-se 420 W/m² e 497 W/m² pela reanálise e boia, respectivamente. Ao verificar o impacto de ENOS na geração, observou-se uma redução de até 50% durante a La Niña e um aumento de 48 % durante o El Niño. Diante dos resultados, foi possível notar que as reanálises podem ser aplicáveis em estudos voltados para potencial eólico *offshore*, além disso a análise das revelou uma variabilidade sazonal e mensal significativa na velocidade do vento ao longo da costa leste do Nordeste, com um potencial elevado entre junho a outubro. O El Niño tende a aumentar a velocidade do vento, enquanto La Niña a reduz. Houve também uma tendência significativa de aumento nas velocidades do vento entre 1992 e 2020, sugerindo influências das mudanças climáticas. O estudo enfatiza a importância de integrar essas variações no planejamento e operação dos parques eólicos *offshore*.

Palavras Chave: Reanálise, CMEMS, energia eólica *offshore*, variabilidade *offshore*

ABSTRACT

The general objective of this work was to assess the seasonal and interannual variability of wind over the South Tropical Atlantic Ocean (ATS) and the offshore wind energy potential along the coastal region of Northeast Brazil (NEB) from 1988 to 2018, as well as to investigate how these variabilities affect energy generation. The quality of potential reference data for wind speed and significant wave height was also evaluated to assist in the implementation of offshore wind farms. Given the existing wind resources in NEB, analyzing variabilities and the quality of reference datasets is crucial, as it can provide valuable information for decision-makers during the planning of offshore wind energy projects. Data from the Copernicus Marine Service (CMEMS) reanalysis were used to assess the seasonal and interannual wind variation and estimate offshore wind potential, along with data from three metocean buoys to validate the CMEMS data. To analyze the effects of seasonal and interannual variability, the spatial distribution of average wind speed was performed using boxplot techniques. The relationship between wind speed and El Niño-Southern Oscillation (ENSO) events was also investigated, along with wind trend analyses using the Mann-Kendall test. For resource estimates, the density and capacity of offshore wind energy production were calculated, in addition to identifying exploitable areas and the impact of ENSO on the energy generation of an offshore wind farm undergoing environmental licensing. The quality control results for CMEMS data on wind speed and significant wave height showed correlations above 0.80 for wind speed, particularly in Porto Seguro, and above 0.91 for significant wave height, especially in Recife. Additionally, RMSE values reached a maximum of 1.37 m/s for wind speed and 0.16 cm for significant wave height. Variability analyses showed that the wind speed estimated at 100 m height in the ATS presents high seasonal and monthly variability, with higher speeds during JJA and SON, especially in coastal areas. During La Niña and El Niño events, wind anomalies ranged between -5 m/s and 5 m/s. Boxplot analyses revealed high wind variability, particularly along the northern coast of Northeast Brazil, while more eastern areas exhibited more stable speeds. Trend analyses showed statistically significant variations ($p < 0.0001$), mainly in the DJF, JJA, and SON quarters. In identifying exploitable areas for generation, approximately 71% of the total area had an energy density between 400 and 700 W/m², classified as "Very Good." In a case study for an offshore wind farm, the calculated energy density showed consistent values with other studies, estimating 420 W/m² and 497 W/m² from reanalysis and buoy data, respectively. The impact of ENSO on generation revealed a reduction of up to 50% during La Niña and an increase of 48% during El Niño. The results indicate that reanalysis data can be applicable in studies focused on offshore wind potential. Moreover, the analysis revealed significant seasonal and monthly variability in wind speed along the northeast coast of Brazil, with high potential from June to October. El Niño tends to increase wind speed, while La Niña reduces it. There was also a significant trend of increasing wind speeds between 1992 and 2020, suggesting the influence of climate change. The study emphasizes the importance of integrating these variations into the planning and operation of offshore wind farms.

Keywords: Reanalysis, CMEMS, offshore wind energy, offshore variability

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 – Países com maior (a) e nova (b) capacidade eólica instalada até 2019. Fonte: Abeeólica (2024) e GWEC (2024).....	25
FIGURA 2 – Matriz Energética Brasileira. Fonte: ABEEÓLICA (2024).....	25
FIGURA 3 – Crescimento global da energia eólica offshore até 2033 (previsão a partir de 2023). CARG: Taxa composta de crescimento anual. Fonte: GWEC Market Intelligence, Junho 2024 (adaptado de GWEC, 2024).....	28
FIGURA 4 – Potência eólica instalada nos estados do Nordeste do Brasil. Fonte: adaptado de ABEEÓLICA (2024).....	31
FIGURA 5 – Média móvel (Tendências de produção-365 dias) de Fontes de Energia Elétrica do Nordeste. Fonte: ONS (2024) e Autor (2024).....	33
FIGURA 6 – Zona do Litoral Norte-Nordeste e Sub-regiões 1 e 2. Fonte: Autor (2024)..	35
FIGURA 7 – Zona do Litoral Nordeste-Sudeste. Fonte: Autor (2024).....	36
FIGURA 8 – Localização da área de estudo, parques eólicos e boias Meteorológicas localizados no Nordeste do Brasil e ao longo da costa. Fonte: Autor (2024).....	39
FIGURA 9 – Fluxograma de processamento e análise dos dados utilizados neste estudo. Fonte: Autor (2024).....	40
FIGURA 10 – Regressão linear entre a velocidade do vento do CMEMS e boias para os alvos: Fortaleza (a), Recife(b) e Porto Seguro(c). A linha de regressão linear de ajuste é representada em vermelho, juntamente com seu intervalo de confiança de 99%, com destaque em sombreamento vermelho. A linha preta tracejada é a referência. Fonte: Autor (2024).....	50
FIGURA 11 – Similar a Figura 2, mas para comparações de Hs. Fonte: Autor (2024)..	51
FIGURA 12 – Distribuição de frequência da variação de velocidade do vento para dados da boia de Fortaleza e CMEMS. As curvas de ajuste da distribuição de Weibull estão definidas nas Tabelas 10. Fonte: Autor (2024).....	53
FIGURA 13 – Distribuição de frequência da variação de Hs para dados da boia de Fortaleza e CMEMS. As curvas de ajuste da distribuição de Weibull estão definidas nas Tabelas 10. Fonte: Autor (2024). Fonte: Autor (2024).....	54
FIGURA 14 – Velocidade Média dos Ventos (m/s) a 100 m estimados pelo CMEMS. Climatologia entre 1992 – 2020 (a) e climatologia sazonal (b). Fonte: Autor (2024)....	56
FIGURA 15 – Velocidade Média dos Ventos (m/s) a 100 m estimados pelo CMEMS. Climatologia mensal. Fonte: Autor (2024).....	57
FIGURA 16 – Anomalia da Velocidade Média dos Ventos (m/s) a 100 m para eventos de El Niño Fraco. Fonte: Autor (2024).....	59
FIGURA 17 – Similar a Figura 16, porém para eventos de El Niño Moderado. Fonte: Autor (2024).....	60
FIGURA 18 – Similar a Figura 16, porém para evento de El Niño Forte. Fonte: Autor (2024).....	61
FIGURA 19 – Similar a Figura 16, porém para evento de El Niño Muito Forte. Fonte: Autor (2024).....	61
FIGURA 20 – Anomalia da Velocidade Média dos Ventos (m/s) a 100 m para eventos	

de La Niña Fraco. Fonte: Autor (2024).....	62
FIGURA 21 – Similar a Figura 20, porém para eventos de La Niña Moderado. Fonte: Autor (2024).....	63
FIGURA 22 – Similar a Figura 20, porém para eventos de La Niña Forte. Fonte: Autor (2024).....	64
FIGURA 23 –Box-plot da distribuição de dados de velocidade de vento mensal média entre 1992 – 2020 para as 3 sub-regiões avaliadas: Sub-região 1 e 2, e Litoral Nordeste Sudeste. Fonte: Autor (2024).....	65
FIGURA 24 – Box-plot da distribuição de dados de velocidade de vento sazonal entre 1992 – 2020 para as 3 sub-regiões avaliadas: Sub-região 1 e 2, e Litoral Nordeste Sudeste. Fonte: Autor (2024).....	67
FIGURA 25 –Box-plot da distribuição de dados de velocidade de vento anual entre 1992 – 2020 para as 3 sub-regiões avaliadas: Sub-região 1 e 2, e Litoral Nordeste Sudeste. Fonte: Autor (2024).....	68
FIGURA 26 – Tendência mensal da velocidade média do vento entre 1992 – 2020 para as 3 sub-regiões avaliadas. Fonte: Autor (2024).....	69
FIGURA 27 – Tendência sazonal da velocidade média do vento entre 1992 – 2020 para Sub-região 1. Fonte: Autor (2024).....	71
FIGURA 28 – Similar a Figura 26, porém para Sub-região 2. Fonte: Autor (2024).....	72
FIGURA 29 – Similar a Figura 28, porém para o Litoral Nordeste Sudeste. Fonte: Autor (2024).....	74
FIGURA 30 – Tendência anual da velocidade média do vento entre 1992 – 2020 para às 3 sub-regiões avaliadas. Fonte: Autor (2024).....	75
FIGURA 31 – Climatologia anual da densidade de energia (PD) (W/m ²) a 100 m entre o período de 1992 e 2020 estimada com dados do CMEMS (a) e identificação de áreas aproveitáveis (b). Fonte: Autor (2024).....	77
FIGURA 32 – Curva de potência do aerogerador Senvion/Repower – S126/6150. Fonte: Autor (2024).....	80
FIGURA 33 – Variação Mensal e Anual da Geração Acumulada de Energia Eólica offshore no Parque Eólico Offshore Caucaia Parazinho – Iparana em Fortaleza entre 1992-2020. Fonte: Autor (2024).....	81
FIGURA 34 – Artigo científico publicado na revista Wind, contendo a avaliação das reanálises do CMEMS. Fonte: Autor (2024).....	97
FIGURA 35 – Climatologia anual da velocidade do vento (m/s) a 10 m e 100 m entre o período de 1988 – 2018 da reanálise ERA-5. Fonte: Autor (2024).....	98
FIGURA 36 – Climatologia sazonal da velocidade do vento (m/s) a 100 m entre o período de 1988 – 2018 da reanálise ERA-5. Fonte: Autor (2024).....	99
FIGURA 37 – Climatologia sazonal da velocidade do vento (m/s) a 10 m entre o período de 1988 – 2018 da reanálise ERA-5. Fonte: Autor (2024).....	100
FIGURA 38 – Climatologia mensal da velocidade do vento (m/s) a 10 m entre o período de 1988 – 2018 da reanálise ERA-5. Fonte: Autor (2024).....	101
FIGURA 39 – Climatologia mensal da velocidade do vento (m/s) a 100 m entre o período de 1988 – 2018 da reanálise ERA-5. Fonte: Autor (2024).....	102
FIGURA 40 – Climatologia anual da velocidade e direção do vento (m/s) a 10 m (a) e média horária mensal (heatmap) da velocidade do vento (b) com base no dado da boia meteoceanográfica de Fortaleza. Fonte: Autor (2024).....	103

FIGURA 41 – Climatologia mensal da velocidade e direção do vento (m/s) a 10 m (a) com base nos dados da boia meteoceanográfica de Fortaleza. Fonte: Autor (2024).....	103
FIGURA 42 – Climatologia anual da velocidade e direção do vento (m/s) a 10 m (a) e média horária mensal (heatmap) da velocidade do vento (b) com base no dado da boia meteoceanográfica de Recife. Fonte: Autor (2024).....	104
FIGURA 43 – Climatologia mensal da velocidade e direção do vento (m/s) a 10 m (a) com base nos dados da boia meteoceanográfica de Recife. Fonte: Autor (2024).....	104
FIGURA 44 – Climatologia anual da velocidade e direção do vento (m/s) a 10 m (a) e média horária mensal (heatmap) da velocidade do vento (b) com base no dado da boia meteoceanográfica de Porto Seguro. Fonte: Autor (2024).....	105
FIGURA 45 – Climatologia mensal da velocidade e direção do vento (m/s) a 10 m (a) com base nos dados da boia meteoceanográfica de Porto Seguro. Fonte: Autor (2024)....	105
FIGURA 46 – Climatologia anual e sazonal da densidade de energia (PD) (w/m^2) a 100 m entre o período de 1988 – 2018 estimada com dados do ERA-5. Fonte: Autor (2024)..	106
FIGURA 47 – Climatologia mensal da densidade de energia (PD) (w/m^2) a 100 m entre o período de 1988 – 2018 estimada com dados do ERA-5. Fonte: Autor (2024).....	107

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 – Produção de energia eólica por regiões no Brasil. Fonte: Autor (2024), adaptado de ABEEÓLICA (2023) e ONS (2023).....	26
TABELA 2 – Estimativa do potencial eólico brasileiro a 30 km da costa (velocidade do vento > 7,0 m/s). Fonte: EPE, 2020.....	29
TABELA 3 – Geração e Número de Parques por estado. Fonte: ONS (2024) e ABEEÓLICA (2024).....	32
TABELA 4 – Fontes de geração de eletricidade que abastecem o subsistema Nordeste do Brasil de 2015 a 2023. A “importação” consiste principalmente em energia geradas nos subsistemas Sudeste e Norte do Brasil. Fonte: Autor (2024) adaptado de ONS (2024).....	33
TABELA 5 – Caracterização dos ventos na costa do NEB. Fonte: Silva (2003) adaptado por Nunes (2012).....	37
TABELA 6 – Localização das bóias meteoceanográficas utilizadas nas avaliações. Fonte: Autor (2024).....	42
TABELA 7 – Anos de eventos El Niño e La Niña, estabelecidos com base nos dados do GGWEATHER (https://ggweather.com/enso/oni.htm). Fonte: adaptado de GGWEATHER (2021).....	44
TABELA 8 – Correlações, coeficiente de determinação e valores de MSE entre as medidas velocidade do vento das boias e reanálises do CMEMS. Fonte: Autor (2024).	52
Tabela 9 – Correlações, coeficiente de determinação e valores de MSE entre as medidas Hs das boias e reanálises do CMEMS. Fonte: Autor (2024).....	52
TABELA 10 – Valores dos parâmetros da distribuição Weibull (shape e scale), média e desvio padrão da reanálise e boia de Fortaleza. Fonte: Autor (2024).....	55
Tabela 11 – Teste de tendências mensal com Mann-Kendall e Estatísticas Descritivas para as 3 sub-regiões. Fonte: Autor (2024).....	69
TABELA 12 - Teste de Tendências Sazonal com Mann-Kendall e Estatísticas Descritivas para as Sub-região 1. Fonte: Autor (2024).....	70
TABELA 13 – Similar a Tabela 12, porém para Sub-região 2. Fonte: Autor (2024).....	72
TABELA 14 - Similar a Tabela 13, porém para o Litoral Nordeste Sudeste. Fonte: Autor (2024).....	73
TABELA 15 – Similar a Tabela 11, porém para agrupamentos anuais. Fonte: Autor (2024).....	75
TABELA 16 – Área aproveitável considerando a ZEE de acordo com os critérios de classificação, estimados em km ² . Fonte: Autor (2024).....	78
TABELA 17 - Área aproveitável considerando 100 km longe da Costa e o potencial de geração (P) em cada sub-região. Fonte: Autor (2024).....	79
TABELA 18 – Comparação da densidade de energia média (E) nos locais de estudo na altura de 100 metros. Fonte: Autor (2024).....	79
TABELA 19 – Anomalia de Geração sob efeitos de El Niño. Fonte: Autor (2024).....	82
TABELA 20 – Similar a Tabela 19, porém para efeitos La Niña. Fonte: Autor (2024).....	83

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

°, ', "	Graus, Minuto(s), Segundo(s)
Z_{mk}	Teste estatístico de Mann-Kendall
$u_{(10mou100m)}$	Velocidade do vento em 10 ou 100m
°C	Graus Célsius
4D-var	<i>Data assimilation 4D-var</i>
ABEEÓLICA	Associação Brasileira de Energia Eólica
CHESF	Companhia Hidrelétrica do São Francisco
CMEMS	<i>Copernicus Marine Environment Monitoring Service</i>
COELCE	Companhia Elétrica do Ceará
CPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
E(S)	Média
ECMWF	<i>European Centre for Medium-Range Weather Forecasts</i>
ENOS	El Niño Oscilação Sul
EPE	Empresa Pesquisa Energética Brasileira
GW	Gigawatt
GWEC	Global Wind Energy Council
Hs	Altura significativa de onda
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
km	Quilômetro(s)
m	Metro(s)
mm	Milímetro
ms ⁻¹ ou m/s	Metros por segundo
MSE	Erro Médio
MW	Megawatt
N	Norte
NEB	Nordeste Brasileiro
NetCDF	<i>Network Common Data Form</i>
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PD	Densidade da potência de geração de energia
PDF	Função Densidade de Probabilidade
PNBOIA	Programa Nacional de Boias da Marinha do Brasil
R ²	Coefficiente de determinação
RMSE	Erro Quadrático Médio
S	Sul
SAR	<i>Synthetic Aperture Radar</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional de Energia
TSM	Temperatura da superfície do mar
TWh	Terawatt-hora
UTC	<i>Universal Time Coordinated</i> (Tempo Universal Coordenado)
Var(S)	Variância
W	<i>West</i>
ZCIT	Zona de Convergência Intertropical

ZEE	Zona Econômica Exclusiva
ρ	Densidade do ar
E	Densidade de energia com base na distribuição Weibull
P	Produção de energia

SUMÁRIO

1. Introdução.....	20
2. Objetivos.....	22
2.1. Geral.....	22
2.2. Específicos.....	22
3. Revisão Bibliográfica.....	24
3.1. A Energia Eólica.....	24
3.1.1. Cenário da Energia Eólica e Perspectivas Atuais no Brasil e no mundo.....	24
3.1.2. Cenário da Energia Eólica Offshore no Mundo e o potencial brasileiro.....	27
3.1.3. Potencial e consumo de energia eólica na região Nordeste do Brasil e a importância dessa fonte de energia para o subsistema.....	30
3.2. Regime de Ventos no Nordeste.....	34
4. Dados e Metodologia.....	38
4.1. Área de estudo.....	38
4.2. Dados e Processamento.....	39
4.2.1. Dados.....	40
4.2.1.1. ERA-5.....	40
4.2.1.2. CMEMS.....	41
4.2.1.3. Boias Meteoceanográficas.....	42
4.2.1.4. Correções de altura de velocidade do vento.....	42
4.2.2. Validação dos Dados.....	43
4.3. Análise da variabilidade sazonal e interanual.....	43
4.3.1. Análise de Tendência (Teste Mann-Kendall).....	44
4.4. Estimativas de recursos eólicos.....	46
4.4.1. Estimativa da densidade de energia ou densidade da potência.....	46
4.4.2. Estimativa de Produção de Energia.....	47
4.5. Identificação de áreas aproveitáveis para geração de energia offshore.....	47
5. Resultados e Discussão.....	49
5.1. Validação Estatística: CMEMS.....	49
5.2. Análise Climatológica, Sazonal e Mensal.....	55
5.3. Análise dos efeitos de ENOS na Velocidade do Vento.....	58
5.3.1. El Niño.....	58
5.3.2. La Niña.....	61
5.4. Análises da Variabilidade nas Sub-regiões.....	65
5.4.1. Análise de Variabilidade: Mensal.....	65
5.4.2. Análise de Variabilidade: Sazonal.....	66
5.4.3. Análise de Variabilidade: Anual.....	67
5.5. Teste de Tendência MK.....	68
5.5.1. Teste de Tendência MK: Mensal.....	68
5.5.2. Teste de Tendência MK: Sazonal para Sub-região 1.....	69
5.5.3. Teste de Tendência MK: Sazonal para Sub-região 2.....	71

5.5.4. Teste de Tendência MK: Sazonal para Litoral Nordeste Sudeste.....	72
5.5.5. Teste de Tendência MK: Anual.....	74
5.6. Identificação de Áreas Aproveitáveis para Geração Eólica Offshore.....	75
5.7. Análise de caso.....	79
5.7.1. Estimativa de densidade de energia pontual.....	79
5.7.2. Estimativa de Geração/ Produção.....	80
5.7.3. Impactos de ENOS na Geração Eólica Offshore.....	81
6. Conclusões.....	83
6.1. Trabalhos Futuros.....	85
Referências.....	86
Apêndice I: Artigo Publicado.....	97
Apêndice II: Resultados do ERA-5 e das Boias.....	98

1. Introdução

O Brasil, por possuir uma grande extensão territorial, dispõe de diversas fontes de recursos renováveis que vêm sendo utilizadas para produzir energia elétrica e suprir as necessidades da população. Um dos recursos que tem sido bastante explorado é a produção de energia proveniente dos ventos continentais, que nos últimos anos apresentou crescimento significativo de produção através da criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) em 2004 (ADAMI, 2017). Dessa forma, a energia eólica no Brasil está passando por um rápido desenvolvimento e a capacidade instalada deve exceder 55.000 MW até 2030 (ABEOLICA, 2024).

De acordo com os dados do Operador Nacional do Sistema (ONS), a energia eólica foi responsável por produzir aproximadamente 95,88 TWh em 2023 (ONS, 2023), sendo esse número referente apenas à geração *onshore*, ou seja, aerogeradores instalados em terra. No entanto, a exploração eólica está se expandindo para o oceano (*offshore*), onde possuem áreas com velocidades dos ventos maiores e com menores variações devido à ausência de barreiras físicas, como montanhas, edifícios e vegetação (PRYOR e BARTHELMIE, 2001).

O aproveitamento da energia eólica *offshore* no Brasil é de suma importância, uma vez que aproximadamente 25% da população brasileira reside em áreas costeiras (IBGE, 2020), o que viabiliza a instalação de parques eólicos *offshore* próximos aos locais de demanda. Considerando esse recurso natural abundante em diversas regiões brasileiras, é importante realizar estudos que identifiquem os melhores locais para instalação desses parques e com maior aproveitamento da capacidade energética. Além disso, é necessário analisar e entender como essa fonte de energia pode ser impactada por fenômenos e sistemas meteorológicos, principalmente na região Nordeste do Brasil (NEB), que possui umas das melhores áreas do mundo em recursos eólicos, concentram 85% dos parques eólicos do Brasil e apresenta um alto potencial eólico não explorado, tanto no continente quanto sobre o oceano (SILVA, 2003; NUNES, 2012; SILVA, 2019; EPE, 2020).

Para estudos de energia *offshore*, é necessário avaliar dados observacionais de altura significativa da onda e velocidade do vento (PÉREZ et al., 2015). No entanto, ainda existe uma lacuna de dados de bóias oceânicas (TUCHTENHEGEN, 2019; 2020), em parte devido aos desafios técnicos e aos altos custos associados à realização de

campanhas de medição no oceano (CARVALHO et al., 2014). Nesse sentido, dados de reanálises como *Copernicus Marine Service* (CMEMS) e *European Centre for Medium-Range Weather Forecasts* (ECMWF) versão 5 (ERA-5) têm sido utilizados e desempenhado um papel fundamental na caracterização e monitoramento dos ventos e ondas em locais sem medições (JIANG et al., 2013; CARVALHO et al., 2014; SOUKISSIAN e PAPADOPOULOS, 2015; GADAD e DEKA, 2016; VON SCHUCKMANN et al., 2016; XIE et al., 2019; YANG et al., 2020; LI et al., 2021).

No Brasil e na região Nordeste, diversos estudos avaliaram o desempenho de diferentes reanálises para calcular o recurso eólico *offshore*, enquanto outros validaram as reanálises utilizando dados de bóias como referência (PIMENTA et al., 2008; ORTIZ e KAMPEL, 2011; SILVA et al., 2017; TAVARES et al., 2020). Neste sentido, os estudos concluíram que existem vantagens no uso de reanálises para a caracterização de recursos *offshore*; contudo, elas ainda apresentam incertezas nas séries de dados, o que demandam avaliações constantes, e a aplicação desses dados nas estimativas do potencial de produção de energia eólica *offshore* em diferentes locais do NEB, uma vez que estes dados podem se tornar uma ferramenta essencial para identificação de locais propícios à instalação de parques de energia *offshore*.

Apesar de existirem diversos trabalhos avaliando diferentes tipos de dados e o potencial eólico *offshore* no NEB (AMARANTE et al. 2001, SILVA et al., 2002; SILVA, 2015; JONG et al., 2016; NEIVA et al., 2017), outros estudos documentaram a importância da energia eólica *offshore* (PIMENTA et al., 2008; ORTIZ; KAMPEL, 2011; SOUZA et al., 2013; LIMA et al., 2015; SILVA et al., 2016; TUCHTENHEGEN, 2019; EPE, 2020; ABEOLICA, 2021). Assim, devido aos fortes ventos da região, estimativas de potencial *offshore* indicam que é possível produzir aproximadamente 1.105 TWh ao longo da Zona Econômica Exclusiva (ZEE) brasileira (EPE, 2020). A ZEE corresponde a uma faixa marítima de 200 milhas náuticas (cerca de 370 km) a partir da costa, onde o Brasil detém direitos exclusivos para exploração econômica e conservação ambiental.

Outra característica importante sobre o NEB é o regime de complementaridade sazonal com a energia proveniente das hidrelétricas, que durante o período seco (de junho a novembro), tem um maior potencial eólico, permitindo um controle mais eficiente dos reservatórios e poupando os níveis das represas durante períodos com poucas chuvas (NUNES, 2012; JUÁREZ et al., 2014). Por outro lado, existem impactos

interanuais durante a ocorrência dos eventos El-Niño/Oscilação Sul (ENOS), que podem contribuir com um déficit de precipitação na região do NEB e, assim, afetar a geração de energia hidrelétrica.

Portanto, assim como nas hidrelétricas, em que a geração elétrica depende das variações no clima, a geração por fontes eólicas também é suscetível aos elementos climáticos, e pequenas variações na velocidade do vento podem levar a uma alta variabilidade de geração de energia (ANDRADE et al., 2021). Desta forma, dados de velocidade do vento têm sido utilizados em diferentes partes do globo para identificar as características de suas variabilidades sazonais e interanuais e compreender como tais variações impactam na geração de energia eólica a partir de tendências positivas/negativas significativas (LUCENA et al., 2010; OLIVEIRA et al., 2011; PEREIRA et al., 2013, SANTOS e SILVA., 2013; PIMENTA e ASSIREU, 2015, SILVA et al., 2016; REBOITA et al, 2018; ANDRADE et al., 2021).

Contudo, este tipo de estudo torna-se importante, pois não existem análises com séries de dados mais longas que avaliem aspectos climatológicos, tendências de velocidade dos ventos e os impactos na geração de energia eólica produzida no oceano. Assim, o conhecimento dessas informações podem fornecer condições para que os tomadores de decisão evitem os riscos associados aos projetos de energia eólica *offshore*.

2. Objetivos

2.1.Geral

Diante do contexto descrito acima, o objetivo geral é avaliar as variabilidades sazonal e interanual do vento sobre o oceano Atlântico Tropical Sul (ATS) e o potencial de energia eólica *offshore* na região costeira do NEB durante o período de 1992 a 2020, bem como investigar como tais variabilidades afetam a geração de energia.

2.2.Específicos

- A partir da técnica de análise estatística (ver seção 4.2.2), avaliar o *skill* da reanálise CMEMS em relação aos dados de boias oceânicas para

identificar os erros sistemáticos e viés associados para, então, utilizá-los nas análises que seguem;

- Analisar os impactos das variabilidades sazonal e interanual nas velocidade dos ventos sobre o ATS e, conseqüentemente, na geração de energia *offshore*;
- Estimar os recursos eólicos *offshore* através de cálculos de densidade e capacidade de produção de energia;
- Identificar as áreas favoráveis para geração de energia e a geração eólica *offshore* através de um projeto de um parque que encontra-se em fase de licenciamento ambiental.

3. Revisão Bibliográfica

3.1. A Energia Eólica

3.1.1. Cenário da Energia Eólica e Perspectivas Atuais no Brasil e no mundo

A energia eólica é uma fonte renovável de energia mecânica proveniente dos ventos, que pode ser convertida em eletricidade. Nos últimos anos, o setor vem passando por um rápido e amplo desenvolvimento tecnológico (ORTIZ e KAMPEL, 2011; IEA, 2019).

O atual cenário do setor de energia eólica no Brasil é uma resposta bem sucedida do setor público-privado frente à crise no fornecimento de eletricidade em 2001, que criou um atrativo significativo para investidores em energia renovável (BRANNSTROM et al., 2017; LEME, 2018). Esses investimentos resultaram no aumento da capacidade instalada de energia eólica no Brasil ao longo dos anos, que no momento é predominantemente *onshore* (DIÓGENES et al., 2019).

Conforme o último relatório anual do Conselho Global de Energia Eólica (GWEC, 2023; ABEEÓLICA 2024), o Brasil ocupou em 2023 a 6ª posição no mundo, com uma capacidade eólica total instalada de 30.400 MW (FIGURA 1a). Apesar dessa posição, o Brasil ainda apresenta uma capacidade instalada relativamente baixa quando comparado a outros países, como China (403.300 MW), Estados Unidos (150.400 MW), Alemanha (61.100 MW) e Índia (44.700 MW). Por outro lado, em relação à capacidade de novas instalações, o Brasil ocupou a 3ª posição (FIGURA 1b). De acordo com a ABEEÓLICA (2019), a instalação em 2019 foi inferior à dos anos anteriores devido à ausência de leilões entre o final de 2015 e dezembro de 2017, porém, após 2020, o crescimento foi significativo. Ainda na Figura 1b, observa-se que as duas maiores potências mundiais, que lideram o crescimento com novas instalações, são a China (69.300 MW) e Estados Unidos (6.400 MW).

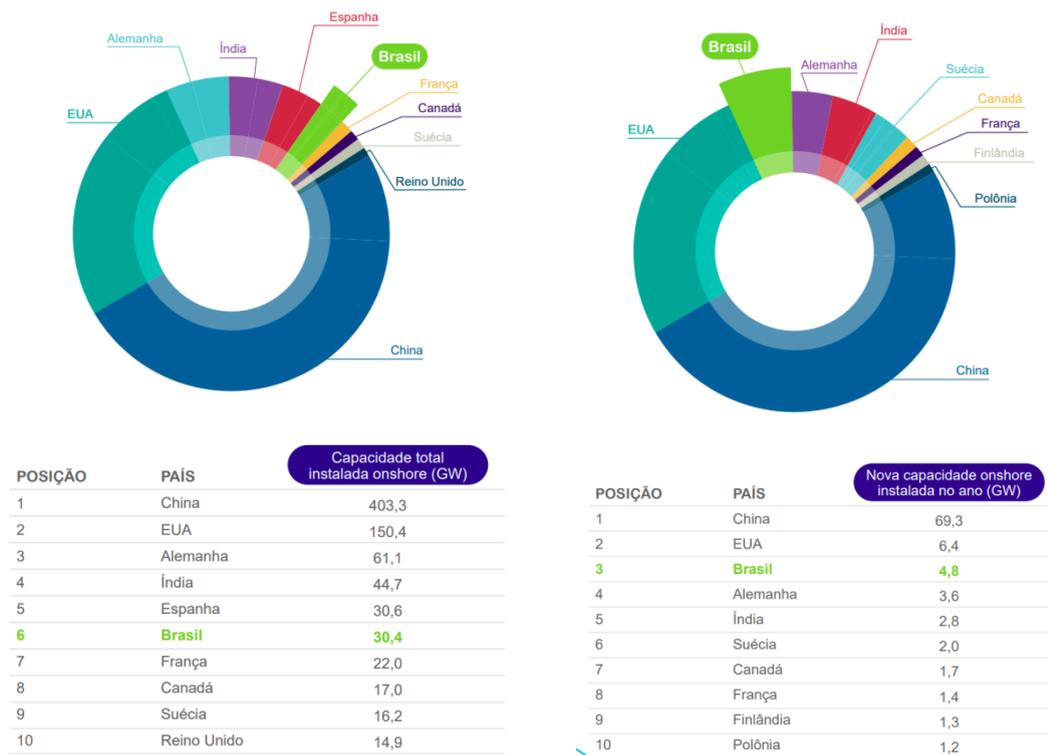


FIGURA 1 – Países com maior (a) e nova (b) capacidade eólica instalada até 2019.

Fonte: Abeeólica (2024) e GWEC (2024).

De acordo com a ABEEÓLICA (2024), o Brasil até março de 2024 atingiu 31 GW de capacidade instalada, com 1.043 parques eólicos, correspondendo a 15,4% da matriz energética brasileira (FIGURA 2). Além disso, o país possui 2 GW em construção, aproximando-se da perspectiva de 55 GW de capacidade instalada até 2030, onde essas projeções futuras referem-se a contratos viabilizados em leilões já realizados.

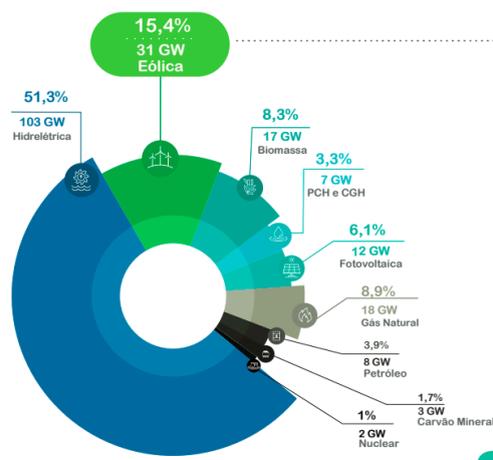


FIGURA 2 – Matriz Energética Brasileira. Fonte: ABEEÓLICA (2024)

No Brasil, a recorrência de estiagens prolongadas leva ao desligamento de usinas hidrelétricas devido à escassez de água nos reservatórios (JUAREZ et al., 2014), uma vez que a energia elétrica ainda predomina com 51,3% na matriz energética brasileira (FIGURA 2). Portanto, a geração eólica aumenta a oferta de energia elétrica do país durante as demandas provocadas por flutuações sazonais, minimizando os riscos de escassez de energia durante os períodos críticos de estiagem (LUCENA et al., 2010). Embora não seja totalmente explorado, o potencial eólico no Brasil é elevado, principalmente nas regiões Nordeste e Sul (AMARANTE et al., 2001; LUCENA et al., 2010; ABEEÓLICA, 2021). Entre todas as regiões do Brasil, o Nordeste é a que apresenta a maior geração de energia eólica do País (TABELA 1) e concentra a maioria dos parques eólicos instalados (JONG et al., 2013; 2016; 2017).

TABELA 1 – Produção de energia eólica por regiões no Brasil. Fonte: Fonte: Autor (2024). adaptado de ABEEÓLICA (2023) e ONS (2023)

Região	Geração (GWh)
Nordeste	38807,6
Sul	2905,9
Norte	527,0
Sudeste	20,0

De acordo com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2021), o Brasil possui um Sistema Interligado Nacional de Energia (SIN), constituído por quatro subsistemas: Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte. Esse sistema possibilita a transferência de energia entre os subsistemas em caso de demanda, permitindo uma flexibilidade substancial no equilíbrio do sistema. A flexibilidade operacional de um sistema de potência refere-se à sua capacidade técnica de modular rapidamente a geração de eletricidade para abastecer a rede e equilibrar a demanda em área específica (ULBIG e ANDERSSON, 2015). Dessa forma, considerando o potencial de vento existente no Brasil para geração de eletricidade e a redução da dependência da fonte hídrica, a energia eólica deverá ser utilizada permanentemente, uma vez que apresenta grande disponibilidade para aumentar a capacidade de oferta de energia elétrica ao longo dos anos.

3.1.2. Cenário da Energia Eólica *Offshore* no Mundo e o potencial brasileiro

A geração de energia eólica *offshore* representa um avanço tecnológico global na geração de energia renovável, sendo implementado em grande escala no mar, até 200 km distante da costa (BEITER et al., 2018). Essa tecnologia está passando por grande desenvolvimento, mesmo em países que já operam projetos de energia *offshore*. A energia *offshore* tem se mostrado uma opção cada vez mais viável para geração de energia renovável, impulsionada por políticas energéticas de apoio em resposta às preocupações ambientais.

A capacidade instalada de energia *offshore* no mundo somou mais de 75,2 GW em 2024, distribuídos em 17 países. Dentre o total de instalações *offshore*, a China, Reino Unido e Alemanha concentram 48%, 21% e 12% dos 75,2 GW, respectivamente. Em 2023, foram instalados novos parques eólicos *offshore*, somando um total de 10,9 GW, com a China sendo a responsável pela maior parte dos projetos instalados (GWEC, 2020).

A perspectiva do mercado *offshore* global até 2033 tornou-se mais promissora em 2023, à medida que os governos aumentam seus níveis de ambição e novos países ingressam no mercado. Com uma taxa média de crescimento anual de 25% até 2028 e 15% até 2030 (FIGURA 3) (GWEC, 2024; DONG et al., 2021).

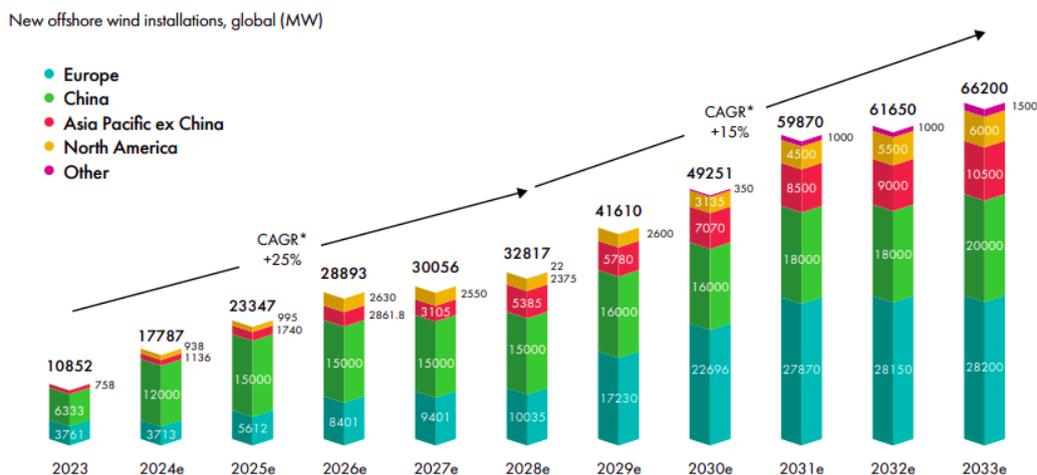


FIGURA 3 – Crescimento global da energia eólica *offshore* até 2033 (previsão a partir de 2023). CARG: Taxa composta de crescimento anual. Fonte: GWEC *Market Intelligence*, Junho 2024 (adaptado de GWEC, 2024).

A GWEC *Market Intelligence* espera que mais de 410 GW de nova capacidade eólica *offshore* sejam adicionados na próxima década. No entanto, menos de um terço desse novo volume projetado será adicionado entre 2024 e 2028, elevando a capacidade eólica *offshore* total para 486 GW até o final de 2033, conforme os projetos atualmente em planejamento sejam conectados à rede elétrica. A energia *offshore* já representa 9% das novas instalações globais de energia eólica em 2024 (GWEC, 2024). Assim, impulsionada pela expansão para novos mercados e aceleração da transição energética global, estima-se que a energia *offshore* desempenhe um papel cada vez mais importante no crescimento geral do mercado eólico global (DONG et al., 2021; ZHANG et al., 2021).

O recurso eólico *offshore* no mundo é enorme e os mercados emergentes estão bem posicionados para se beneficiarem do crescimento no setor. Dessa forma, novos mercados estão em fase de preparação, como exemplos, incluem Brasil, México, Índia, Sri Lanka, Austrália, entre outros. Vinculada ao Ministério de Minas e Energia, a Empresa de Pesquisa Energética Brasileira (EPE) realizou os primeiros estudos sobre o potencial eólico *offshore* no âmbito do Plano Nacional de Energia 2050 (PNE 2050). Após a publicação deste estudo, com estimativa do potencial de 1.780 GW para a Zona Econômica Exclusiva (EPE, 2018), a EPE verificou a necessidade de atualizar as estimativas iniciais. Em 2020, foi disponibilizado um novo estudo a respeito da fonte eólica *offshore* no país, utilizando novas bases de dados (TABELA 2) e considerando

mudanças no tamanho e capacidade dos aerogeradores existentes no mercado (EPE, 2020).

TABELA 2 – Estimativa do potencial eólico brasileiro a 30 km da costa (velocidade do vento > 7,0 m/s). Fonte: EPE, 2020.

Região	Áreas aproveitáveis (1.000 km ²)			Potencial (Gw)			Potencial (Twh)		
	Wind Atlas	CEPEL	ERA	Wind Atlas	CEPEL	ERA	Wind Atlas	CEPEL	ERA
Norte	27	23	9	101	87	35	312	299	98
Nordeste	95	67	48	357	251	181	1.460	1.122	732
Sudeste	18	22	12	47	57	32	162	221	119
Sul	37	41	26	96	108	68	382	421	257
Total	177	154	96	601	503	317	2.316	2.063	1206

Portanto, além do crescimento dessa fonte no cenário internacional, percebe-se que no Brasil diversas regiões destacam-se quando se trata da disponibilidade de recursos eólicos *offshore* (SILVA, 2019). Prova disso, é a existência de seis projetos eólicos *offshore* que estão em processo de licenciamento ambiental no Brasil (EPE, 2020).

O primeiro empreendimento eólico *offshore* com licenciamento ambiental em andamento (desde 2017) está previsto para operar em 2025 no estado do Ceará. Nomeado Complexo Eólico Marítimo Asa Branca I, ele terá capacidade de 400 MW de potência. Além deste empreendimento, existem no mesmo estado os empreendimentos Parque Eólico *Offshore* Caucaia, com potência total de 310 MW, e Complexo Eólico Marítimo Jangada, com 3 GW de potência. No estado do Rio Grande do Norte, existe a Planta Piloto de Geração Eólica *Offshore*, com 5 MW, no Rio de Janeiro o empreendimento Complexo Eólico Maravilha, com 3Gw e, finalmente, no Rio Grande do Sul o Complexo Eólico Marítimo Águas Claras, com 3 GW de potência. Considerando a potencialidade de energia eólica *onshore* e *offshore* existentes no Brasil, o país tem forte potencial para se destacar na utilização de fontes de energias renováveis e auxiliar ainda mais no atendimento da demanda da população brasileira.

3.1.3. Potencial e consumo de energia eólica na região Nordeste do Brasil e a importância dessa fonte de energia para o subsistema

O primeiro Atlas do Potencial Eólico Brasileiro foi criado em 2001 com objetivo de fornecer informações para capacitar os tomadores de decisão na identificação de áreas adequadas para aproveitamentos eólicos no Brasil (AMARANTE et al., 2001). De acordo com os resultados, as estimativas dos fluxos de potência eólica a 50 metros de altura e com vento médio anual igual ou superior a 7,0 m/s no Brasil foram de 143,5 GW, com 75 GW só na região nordeste, o que corresponde a aproximadamente 52% do potencial eólico nacional. Com o advento da tecnologia empregada nas turbinas eólicas, estima-se que no nordeste, a 100 metros de altura, o potencial seja ainda maior, 309 GW (PEREIRA, 2016).

A Companhia Elétrica do Ceará (COELCE) e a Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF) em 1993, foram responsáveis pela instalação de torres para verificar o potencial eólico, viabilizando, em 1996, o primeiro projeto de demonstração da tecnologia eólica no Brasil: a usina eólica do Mucuripe, na Praia Mansa em Fortaleza, com capacidade de 1,2 MW. Em 2000, essa usina foi desativada e repotencializada para gerar 2,4 MW de energia com 4 torres e capacidade de geração de 600 KW (GORAYEB e BRANNSTROM, 2016). Desde então, essas avaliações pioneiras permitiram revelar a importância de explorar os recursos eólicos existentes.

Devido ao alto potencial eólico e à competitividade dessa fonte energética renovável na região, diversos investidores foram atraídos para realizar a construção de usinas, tornando o nordeste uma referência na produção de energia eólica no País (SILVA e SEVERO, 2012). De acordo com último INFOVENTO de 24 de março de 2024 (ABEEÓLICA, 2024), a região concentra 90,6% dos parques eólicos do Brasil (TABELA 3), além de dispor de áreas que podem ser aproveitadas para a geração de energia, principalmente em áreas costeiras que apresentam as melhores condições de vento (FIGURA 4) (BEZERRA, 2019; ABEEÓLICA, 2020).

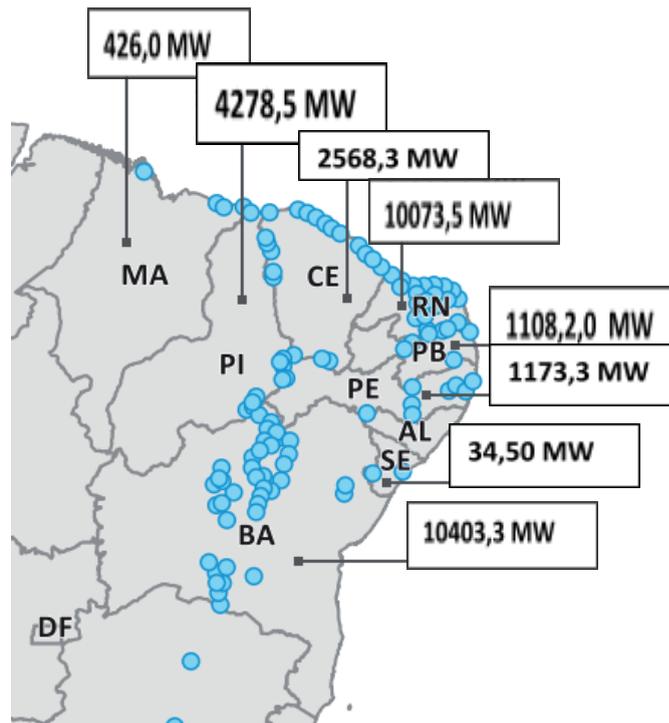


FIGURA 4 – Potência eólica instalada nos estados do Nordeste do Brasil. Fonte: adaptado de ABEEÓLICA (2024).

Considerando os dados de geração de energia eólica em termos de Estados do Brasil (TABELA 3), um primeiro aspecto a destacar é que apenas 12 estados possuem produção de energia eólica, dos quais 8 são do Nordeste. Segundo dados da ONS (2020) e ABEEÓLICA (2020), os estados do Rio Grande do Norte, Bahia, Piauí e Ceará lideram a geração de energia eólica no País e possuem os maiores números de parques eólicos (TABELA 3) (SANTOS e SILVA, 2013; BRANNSTROM et al., 2018).

TABELA 3 – Geração e Número de Parques por estado. Fonte: ONS (2024) e ABEEÓLICA (2024).

ESTADOS	Geração (MWmed)	Parques
RIO GRANDE DO NORTE-RN	9715,92	303
BAHIA-BA	9963,9	328
PIAUÍ-PI	4068,3	118
CEARÁ-CE	4050,5	98
RIO GRANDE DO SUL-RS	1936,7	81
PERNAMBUCO-PE	1173,3	43
PARAÍBA-PB	992,2	39
MARANHÃO-MA	426,0	15
SANTA CATARINA-SC	242,70	15
SERGIPE-SE	34,50	1
RIO DE JANEIRO-RJ	28,10	1
PARANÁ-PR	2,5	1
BRASIL	31134,5	1043

Como resultado de uma estiagem, o NEB experimentou uma das piores secas já registradas entre 2012 e 2018, levando a impactos devastadores sobre o armazenamento de água nos reservatórios das grandes usinas hidroelétricas que tiveram a capacidades de geração reduzida (MARTINS e MAGALHÃES, 2016; PONTES et al., 2020). Conforme mostrado na Tabela 4 em 2015, 2016, 2017, 2018 e 2019, a hidroeletricidade contribuiu com apenas 24,44%, 20,35%, 14,61%, 14,70% e 18,94%, respectivamente, da demanda total de eletricidade no subsistema nordeste. Ainda de acordo com a Tabela 4, até 2015 o déficit era complementado em grande parte por energia não sustentável de combustível fóssil (energia térmica com 30%) e importada de outras regiões (com 28,83%). No entanto, em 2016, a energia eólica gerou 26% da eletricidade do Nordeste devido ao rápido crescimento dessa fonte na região. A partir de então, essa fonte de energia se tornou a mais consumida, enquanto o uso de energia térmica e importada de outros subsistemas foi reduzido (FIGURA 5). Por exemplo, em 2023, a energia eólica atingiu um recorde, contribuindo com 62,2% da demanda total de eletricidade no NEB, além de registrar o menor uso de energia térmica (3,86%). Além disso, vale destacar os valores negativos de importação, indicando que a geração foi maior que a demanda, contribuindo para uma maior exportação para outros subsistemas.

TABELA 4 – Fontes de geração de eletricidade que abastecem o subsistema Nordeste do Brasil de 2015 a 2023. A “importação” consiste principalmente em energia geradas nos subsistemas Sudeste e Norte do Brasil. Fonte: Fonte: Autor (2024) adaptado de ONS (2024).

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Térmica	30,1%	21,7%	23,7%	18,0%	15,5%	11,8%	20,5%	5,41%	3,86%
Solar	0,01%	0,02%	0,48%	1,77%	2,83%	3,48%	4,1%	7,41%	11,4%
Hidrelétrica	24,4%	20,3%	14,6%	14,7%	18,9%	33,5%	21,2%	35,1%	25,2%
Eólica	16,6%	26,0%	31,6%	36,8%	41,9%	42,6%	48,5%	61,3%	62,2%
Importação	28,8%	31,8%	30,0%	28,5%	20,7%	8,5%	5,49%	-9,2%	-2,7%

O crescimento da produção de energia eólica fica evidente ao verificar as tendências de produção entre 2015 e 2020, destacando que em meados de 2016 as eólicas se tornaram a principal fonte para geração de energia elétrica no Nordeste, com grande tendência de produção (FIGURA 5) (ONS, 2024; ABEEÓLICA, 2024). De acordo com Jong et al. (2017), a energia eólica provavelmente desempenhará um papel cada vez maior na produção de energia nos próximos anos. Diante disso, vários estudos estão sendo realizados com objetivo de verificar a variabilidade da velocidade e direção do vento, a qual pode variar em diferentes escalas de tempo e espaço, associadas à sistemas e fenômenos meteorológicos de grande escala (NUNES, 2012; LIRA et al., 2017).

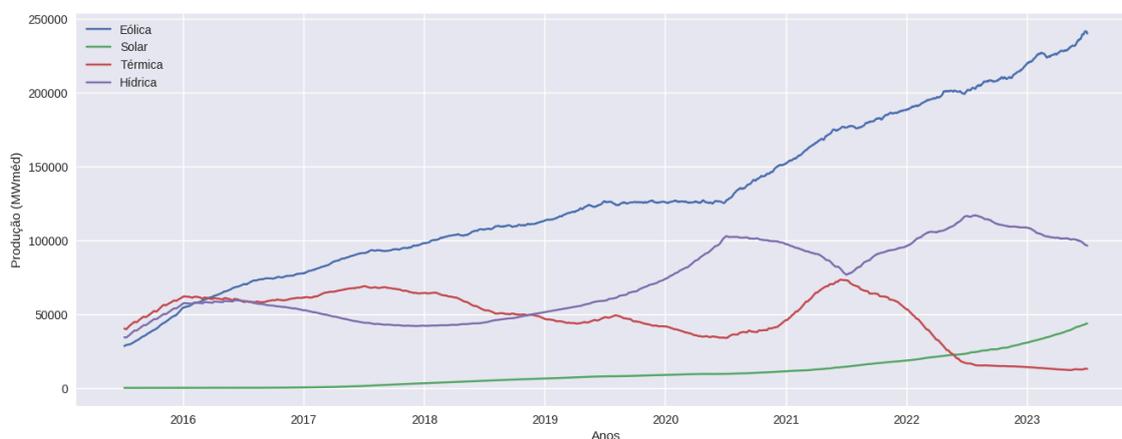


FIGURA 5 –Média móvel (Tendências de produção-365 dias) de Fontes de Energia Elétrica do Nordeste. Fonte: ONS (2024) e Autor (2024).

3.2.Regime de Ventos no Nordeste

Os regimes de ventos no NEB estão associados principalmente aos ventos alísios de nordeste e sudeste, Zona de Convergência Intertropical (ZCIT), Complexos Convectivos de Mesoescala (CCM), brisas marítimas, Vórtices Ciclônicos de Altos Níveis (VCAN), distúrbios ondulatórios de leste, frente fria e extremidades frontais, entre outros fenômenos e sistemas meteorológicos (REBOITA et al., 2010). Amarante et. al. (2001) definiram regiões eólicas considerando apenas a atuação de mecanismos de vento em macro e mesoescala semelhantes. Dessa forma, a identificação da ocorrência dos mecanismos que influenciam o vento e a análise da sensibilidade desses fenômenos na climatologia regional possibilitaram a definição das características mais representativas de cada região eólica do litoral do NEB, que foram classificadas em duas grandes zonas eólicas:

- Litoral Norte-Nordeste: estende-se do extremo norte da costa do Amapá até o Cabo de São Roque no Rio Grande do Norte (FIGURA 14);
- Litoral Nordeste-Sudeste: estende-se do Cabo de São Roque (RN) até o sul do Estado da Bahia (FIGURA 15).

A zona do Litoral Norte-Nordeste é influenciada principalmente pelo ciclo anual de posição e intensidade da ZCIT, além de fortes ocorrências de brisas marítimas e Vórtices Ciclônicos de Altos Níveis (VCAN) (FIGURA 6). Na altura de referência de 100 m, os ventos médios anuais nesta região variam entre 6-9 m/s na sub-região 1, enquanto na sub-região 2 apresentam mínimos de 7,5-m/s e máximos acima de 10 m/s. Entre estas duas sub-regiões supracitadas, a segunda, que compreende o litoral do Ceará e Rio Grande do Norte, é a que apresentam os ventos mais intensos devido à ação dos Ventos Alísios e das brisas marítimas, ambos intensificados durante a aproximação da ZCIT (AMARANTE et al., 2001; SILVA, 2003; NUNES, 2012; GOMES et al., 2015; EPE, 2020).

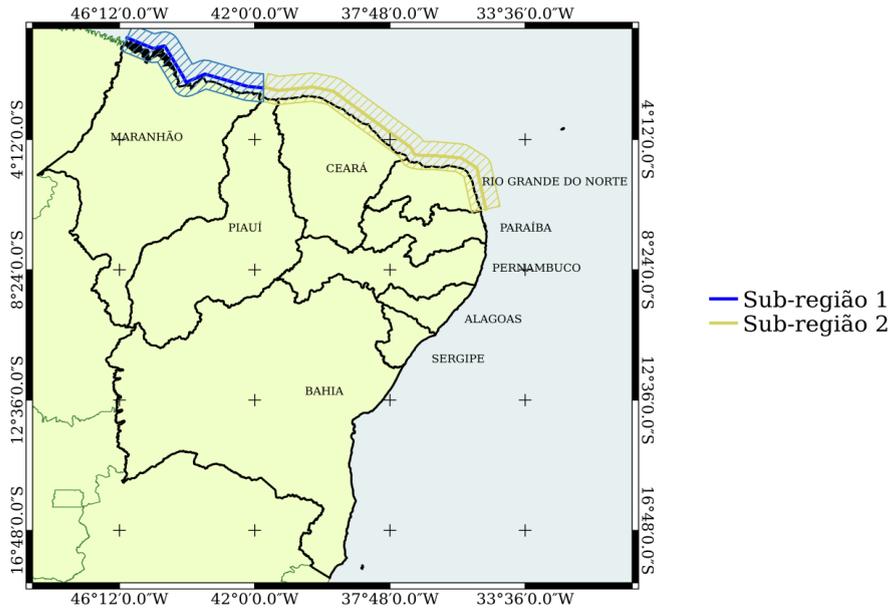


FIGURA 6 – Zona do Litoral Norte-Nordeste e Sub-regiões 1 e 2. Fonte: Autor (2024).

Por outro lado, a zona do Litoral Nordeste-Sudeste é influenciada por ventos alísios mais fracos, brisas marítimas menos intensas, frentes frias, extremidades frontais, VCAN e distúrbios ondulatórios de leste. A predominância dos ventos nesta região é de sudeste, com velocidades médias anuais que decrescem de 7,5-9 m/s do Norte da Paraíba para 6 m/s em direção ao sul da Bahia (AMARANTE et al., 2001; EPE, 2020) (FIGURA 7).

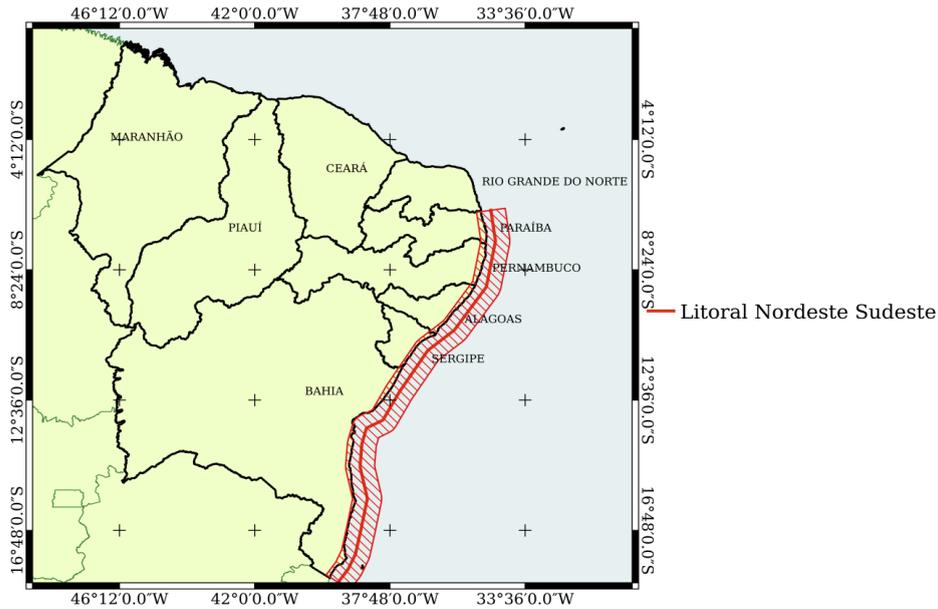


FIGURA 7 – Zona do Litoral Nordeste-Sudeste. Fonte: Autor (2024).

Silva (2003), com base no Atlas Eólico Brasileiro de Amarante et al. (2001), descreveu os ventos das zonas litorâneas anteriormente mencionadas, considerando os seguintes parâmetros descritos abaixo e apresentou um resumo da caracterização dos ventos na costa do NEB (TABELA 5):

- (i) Intensidade (medida a partir das velocidades médias);
- (ii) Dispersão das ocorrências (baixa dispersão se traduz em maior número de ocorrências velocidades próximo ao valor médio);
- (iii) Constância direcional (relacionada à mudança na direção do vento),
- (iv) Valores extremos;
- (v) Níveis de turbulência (relacionado à variância dos valores instantâneos da velocidade do vento);
- (vi) Gradiente vertical (variação da velocidade em função do perfil vertical do vento);
- (vii) Variação sazonal (variação da velocidade média do vento entre os meses do ano);
- (viii) Variação interanual (variação anual da velocidade média anual).

TABELA 5 – Caracterização dos ventos na costa do NEB. Fonte: Silva (2003) adaptado por Nunes (2012)

	Litoral Norte-Nordeste		Litoral Nordeste-Sudeste
	Sub-região 1	Sub-região 2	
Principais mecanismos (macro e micro escala)	<ul style="list-style-type: none"> • Ventos Alísios e brisas marítimas enfraquecidos pela aproximação da ZCIT. • Presença da Massa Equatorial Continental nos meses de Verão • VCAN 	<ul style="list-style-type: none"> • Ventos Alísios influenciados positivamente pela aproximação da ZCIT. • Fortes brisas marítimas, devido ao acentuado gradiente térmico entre continente-oceano. • VCAN • Distúrbios Ondulatórios de Leste 	<ul style="list-style-type: none"> • Ventos Alísios mais fracos, devido à maior distância em relação ao Equador • Brisas marítimas moderadas (menor gradiente térmico) • Frentes Frias e remanescentes. • VCAN • Distúrbios Ondulatórios de Leste
Intensidade	Moderada	Baixa/Moderada	Moderada
Dispersão das ocorrências	Baixa	Baixa	Baixa
Constância direcional	Alta	Alta	Alta
Valores extremos	Muito baixo	Baixos	Baixos
Níveis de turbulência	Baixos	Baixos	Baixos
Gradiente vertical	Baixo	Baixo	Baixo
Variação sazonal	Alta	Alta	Moderada
Variação interanual	Baixa	Baixa	Baixa

Dessa forma, os ventos observados no litoral do NEB apresentam intensidade moderada a alta, com baixa dispersão e alta constância da direção. Com relação à densidade do ar no NEB, em média, $\rho = 1,18 \text{ kg m}^{-3}$, sem grandes variações ao longo do ano devido às altas temperaturas registradas na região (AMARANTE et al., 2001). Isso torna o NEB um dos líderes em fator de capacidade anual. Contudo, com a evolução das técnicas relacionadas à geração de energia eólica, estudos utilizando diferentes tipos de dados sobre o NEB foram realizados para obter informações que auxiliem na implementação de projetos de parques eólicos *offshore* e *onshore*. Exemplos desses estudos incluem análises de tendência do vento e potencial eólico, impactos das mudanças climáticas e atuação fenômenos de ENOS nas velocidade do vento, e

consequentemente na geração de energia eólica (OLIVEIRA e COSTA, 2011; SANTOS et al., 2013; PEREIRA et al., 2013; CAVALCANTI et al., 2013; SILVA et al., 2016; SILVA et al., 2017; PÉS et al., 2017, BRITO, 2018; TUCHTENHAGEN, 2019;2020).

Diante disso, é importante investigar como as influências meteorológicas podem impactar a geração de energia eólica no nordeste, uma vez que esta região possui a maior concentração de parques eólicos e é a mais favorável ao desenvolvimento de novos projetos *onshore* e *offshore* (ABEEÓLICA, 2020; EPE, 2020).

4. Dados e Metodologia

4.1. Área de estudo

A área de estudo compreende a região nordeste do Brasil e a Zona Econômica Exclusiva (ZEE) brasileira, que está localizada entre as latitudes de 5° N – 20° S e as longitudes de 20° W – 50° W (FIGURA 8). A região nordeste é a segunda maior região em extensão territorial do Brasil, com aproximadamente de 1.558.000 km², o que corresponde a 18,29 % do território nacional, além de possuir a maior costa litorânea do país, com cerca de 3800 km. A região também abriga o maior número de estados do país: Alagoas (AL), Bahia (BA), Ceará (CE), Maranhão (MA), Paraíba (PB), Pernambuco (PE), Piauí (PI), Rio Grande do Norte (RN) e Sergipe (SE), e tem densidade demográfica de 39,64 habitantes/km² (SILVA et al., 2012; IBGE, 2021).

Segundo Wiesebron (2013), a ZEE compreende uma área que se estende desde o limite exterior do Mar Territorial, com 12 milhas de largura, até 200 milhas náuticas da costa (aproximadamente 370 km). A ZEE é a faixa onde cada país costeiro tem direitos exclusivos para fins de exploração e aproveitamento, conservação e gestão dos recursos naturais, vivos ou não vivos, das águas sobrejacentes ao leito do mar, do leito e seu subsolo, bem como para a produção de energia a partir da água, marés, correntes e ventos (TUCHTENHAGEN, 2019).

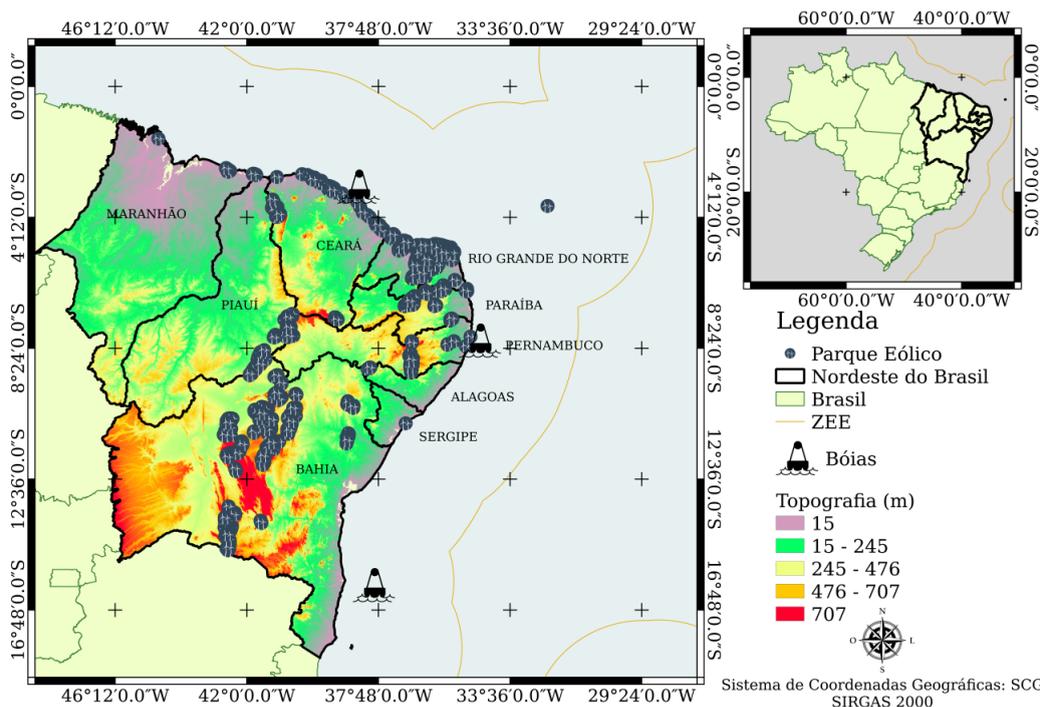


FIGURA 8 – Localização da área de estudo, parques eólicos e bóias Meteorológicas localizados no Nordeste do Brasil e ao longo da costa. Fonte: Autor (2024).

4.2. Dados e Processamento

Os dados e o processamento para realizar as análises foram constituídos em algumas etapas, conforme apresentadas no fluxograma abaixo (FIGURA 9).

- I) Dados utilizados:
 - Dados das reanálises *Copernicus Marine Environment Monitoring Service* (CMEMS) para avaliar a variação sazonal e interanual do vento e estimar o potencial eólico *offshore*.
 - Dados de 3 bóias Meteorológicas do programa PNBOIA para validar os dados das reanálises supracitadas (CMEMS).
- II) Correções de altura dos dados das bóias.
- III) Controle de qualidade dos dados: validação das reanálises com dados das bóias.
- IV) Avaliação climatológica: sazonal e interanual
- V) Estimativas de recursos eólicos: densidade e produção de energia;

VI) Identificação de áreas aproveitáveis para geração de energia eólica offshore.

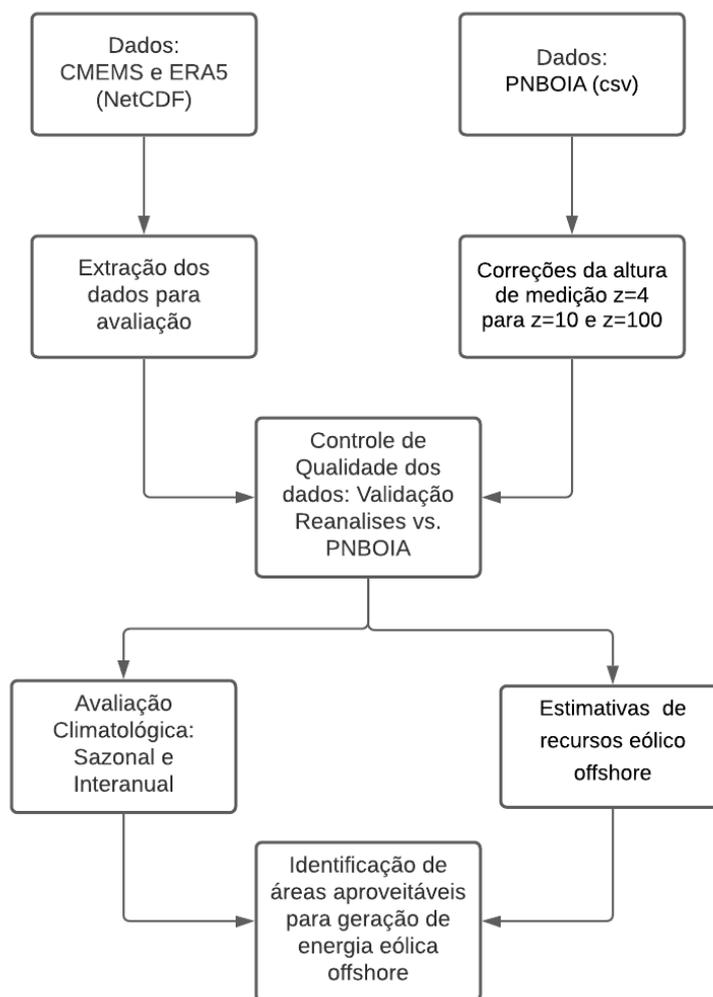


FIGURA 9 – Fluxograma de processamento e análise dos dados utilizados neste estudo.
Fonte: Autor (2024).

4.2.1. Dados

4.2.1.1. ERA-5

Foram utilizados dados de reanálises ERA-5, disponíveis no *European Centre for Medium-Range Weather Forecasts* (ECMWF). O ERA-5 fornece várias melhorias em comparação com o antecessor ERA-Interim, conforme detalhado por Hersbach e Dee (2016). Para este estudo, foram utilizados os conjuntos de dados da componente zonal e meridional do vento em 10 e 100 m de altura, a fim de extrair informações de

velocidade e direção do vento. As reanálises fornecem dados em intervalos de 1 hora, com resolução horizontal de $0,25^\circ \times 0,25^\circ$ de latitude e longitude (aproximadamente 27 km por 27 km). Apesar do período disponível desses dados ser de 1979 até o presente, aqui foi utilizado o período de 1988–2018, uma vez que é possível obter análises climatológicas mais recentes com 30 anos de dados.

Vale destacar, que os dados do ERA5 foram utilizados apenas para comparação em relação ao CMEMS, e os resultados estão disponíveis no Apêndice II.

4.2.1.2. CMEMS

A reanálise global CMEMS, que possui vários conjuntos de dados com diferentes resoluções espaciais e temporais, também foi utilizada nesse estudo. No entanto, aqui foram selecionados apenas os conjuntos de vento (referência: WIND_GLO_WIND_L4_REP_OBSERVATIONS_012_006) e altura da onda (referência: GLOBAL_REANALYSIS_WAV_001_032), uma vez que para a realização de estudos *offshore* é necessário a análise de dados de altura significativa da onda, que dependendo da altura, as mesmas podem causar danos às estruturas das torres (PÉREZ et al., 2015).

O primeiro conjunto do CMEMS utilizado é o reprocessamento de uma longa série de análises global de velocidade do vento à 10m de altura sobre os oceanos, com resoluções espacial e temporal de 0.25° de latitude por longitude e 6 horas (00, 06, 12, 18 UTC), respectivamente. Para disponibilizar esses dados, é utilizados o método de *krigagem*, que é baseado em diversas fontes de dados de observações de vento obtidas por meio de sensoriamento remoto (ERS-1, ERS-2, QuikSCAT, RapidScat, ASCAT-A, ASCAT-B, HY2A e OceanSat-2), dados de radiômetros (SSM/I, SSMIS, WindSat) e reanálise (ERA-Interim). O produto final disponibiliza a reanálise de ventos do CMEMS para o período de 1992 até o presente (BENTAMY, 2018; LE TRAON et al., 2019). No entanto, aqui foi utilizado o período de 1992 até 2020.

O segundo conjunto que foi utilizado também faz parte das reanálises do CMEMS, mas é referente à altura das ondas. Esses dados descrevem as características do oceano, como altura significativa de onda (H_s) ou o período médio de onda, e estão disponíveis de 1993 até o presente. As reanálises de ondas do CMEMS fornecem dados integrados com intervalo de tempo de 3 horas (00, 03, 06, 09, 12, 15, 18 e 21 UTC),

com uma resolução espacial de 0.2° de latitude por longitude (CHUNE et al., 2020a). Essa reanálise considera as correntes oceânicas da reanálise física do oceano (GLORYS12), juntamente com a altura da onda obtida através de missões de altimetria, como Sentinel 1 SAR (*Synthetic Aperture Radar*) e Sentinel-3A. Para uma descrição mais detalhada, ver Chune et al. (2020b).

4.2.1.3. Boias Meteoceanográficas

Para avaliar as destrezas das reanálises CMEMS na região costeira do Brasil, foram selecionadas 3 boias Meteoceanográficas, localizadas ao longo da costa leste do NEB. Estas bóias fazem parte do Programa Nacional de Boias (PNBOIA) da Marinha do Brasil, cujo objetivo é fornecer dados quase em tempo real de informações meteorológicas e oceanográficas em pontos do oceano. Os dados foram baixados do banco de dados da Marinha do Brasil (<https://www.marinha.mil.br/>) com resolução temporal de 1 hora, abrangendo o período de 2011 a 2018. A localização das bóias é mostrada na Figura 8, e os nomes das localizações, posição e altura do anemômetro estão listados na Tabela 6.

TABELA 6 – Localização das bóias meteoceanográficas utilizadas nas avaliações.
Fonte: Autor (2024).

Nome da Boia	Estado	Latitude (sul)	Longitude (leste)	Altura do anemômetro (m)
Fortaleza	Ceará	3° 12' 48.96"	38° 25' 57"	4.71
Recife	Pernambuco	08° 09' 12.96"	34°33'34.2"	4.71
Porto Seguro	Bahia	16° 0' 2.88"	37° 56' 25.08"	4.71

4.2.1.4. Correções de altura de velocidade do vento

Os dados de velocidade do vento medidos nas bóias oceânicas são obtidos nas alturas dos anemômetros, conforme mencionado na Tabela 6. Para realizar a comparação com os dados das reanálises, foram aplicadas correções da altura dos instrumentos para 10 m (CMEMS) (RIBAL e YOUG, 2019; LI et al.,2021), onde na conversão é considerada uma camada limite neutra e estável. Tal correção foi calculada através da seguinte equação:

$$u_{(10mou100m)} = u_z \sqrt{\frac{k^2}{Cd} \frac{1}{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}} \quad \text{Eq.01}$$

Em que u_z representa a velocidade do vento medida no anemômetro, Z a altura do anemômetro, k a constante de Von Karman, que assume o valor igual a 0,4, Z_0 a rugosidade da superfície oceânica ($9,5 \times 10^{-5}$) e Cd o coeficiente de arraste ($1,4 \times 10^{-3}$). Além disso, foi aplicada uma correção nos dados do CMEMS para estimar a densidade de energia e geração na altura de um aerogerador (100 m).

4.2.2. Validação dos Dados

Com o intuito de verificar a qualidade dos dados que foram utilizados nas estimativas de recursos eólicos *offshore*, foram realizados cálculos estatísticos para validar os dados das reanálises do CMEMS.

Para validação estatística de forma quantitativa, foram calculadas regressões lineares entre os dados da boia e reanálises, correlação de Pearson, coeficiente de determinação (R^2), inclinação da reta, Erro Quadrático Médio (RMSE), erro médio (MSE), além da média e desvio padrão. Foi feita uma análise comparativa da Função Densidade de Probabilidade (PDF) entre os dados das boias e reanálises para avaliar o nível de consistência entre elas em toda a faixa de variação dos dados de velocidade do vento e H_s (apenas para dados do CMEMS). Além disso, foram extraídos os parâmetros da distribuição Weibull (*Weibull Shape* e *Weibull Scale*) para verificar a semelhança entre os todos os dados. Para uma descrição mais detalhada desde cálculos estatísticos, ver Wilks (2011).

4.3. Análise da variabilidade sazonal e interanual

Para analisar os efeitos da variabilidade sazonal, foi realizada a espacialização da velocidade média do vento nas estações de DJF (Dezembro-Janeiro-Fevereiro), MAM (Março-Abril-Maio), JJA (Junho-Julho-Agosto), SON (Setembro-Outubro-Novembro), e para variabilidade interanual do vento, foram gerados mapas de velocidade do vento durante o período avaliado. Em adição, *bloxplots* foram criados para avaliar as variabilidades mensal, sazonal e interanual das velocidades do

vento sobre o Litoral Norte-Nordeste (Sub-regiões 1 e 2; FIGURA 6) e Litoral Nordeste-Sudeste (FIGURA 7). Esse tipo de análise permite obter informações adicionais, como medidas de tendência central não-paramétrica (mediana ou média), dispersão (amplitude interquartil), forma de distribuição ou simetria da amostra (valores pontuais mínimo e máximo), valores atípicos (*outliers*) e extremos. Para uma descrição mais detalhada, ver Kampstra (2008) e Wilks (2011). Ressalta-se ainda que foi investigada a relação entre a velocidade do vento na costa do NEB e as anomalias de Temperatura da Superfície do Mar (TSM) no Oceano Pacífico (eventos ENOS), para melhor entender como essa região impacta na variabilidade dos ventos e, conseqüentemente, na geração de energia.

Os eventos de El Niño/La Niña foram selecionados e classificados de acordo com o índice ONI (*Oceanic Niño Index*), conforme os critérios apresentados por GGWEATHER (2021). Tais eventos são definidos a partir de 5 períodos consecutivos de sobreposição de 3 meses, com anomalias de TSM $\geq +0,5$ para El Niño e $\leq -0,5$ para La Niña. As classificações desses eventos são subdivididas em eventos fracos (com uma anomalia de 0,5 a 0,9 na TSM), moderados (1,0 a 1,4), fortes (1,5 a 1,9) e muito fortes ($\geq 2,0$). A Tabela 7 mostra os eventos de El Niño/La Niña que foram utilizados com suas respectivas classificações.

TABELA 7 – Anos de eventos El Niño e La Niña, estabelecidos com base nos dados do GGWEATHER (<https://ggweather.com/enso/oni.htm>). Fonte: adaptado de GGWEATHER (2021).

ENOS (23 eventos)						
El Niño (10 eventos)				La Niña (13 eventos)		
Fraco	Moderado	Forte	Muito Forte	Fraco	Moderado	Forte
2004-05	1994-95	1991-92	1997-98	2000-01	1995-96	1998-99
2006-07	2002-03		2015-16	2005-06	2011-12	1999-00
2014-15	2009-10			2008-09	2020-21	2007-08
2018-19				2016-17		2010-11

4.3.1. Análise de Tendência (Teste Mann-Kendall)

Para avaliar as tendências dos ventos, foi utilizado o teste não paramétrico de Mann-Kendall (MK) (MANN, 1945; KENDALL, 1975). Segundo Silva et al. (2010), o teste MK foi sugerido pela Organização Meteorológica Mundial para avaliar a tendência

em séries temporais de dados ambientais. Esse teste compara cada valor de uma série temporal com os demais valores restantes em ordem sequencial (S). Dessa forma, para calcular “S” utiliza-se a seguinte equação:

$$S = \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=i+1}^n \text{sin}al(x_i - x_j) \quad \text{Eq.02}$$

onde x_i e x_j representam os valores dos dados sequenciais (neste estudo: conjuntos mensal, anual e sazonal) nos anos i e j das séries; n é o número total de dados da série temporal estudada; $\text{sin}al(x_i - x_j)$ é igual -1 para $\text{sin}al(x_i - x_j) < 0$; igual a 0 para $(x_i - x_j) = 0$, e igual a 1 para $\text{sin}al(x_i - x_j) > 0$. Segundo Kendall (1975), para observações com n maiores que 30 dados $E(S) = 0$, uma vez que ‘S’ é aproximadamente normal com a média. Neste caso, a variância é calculada através da equação:

$$\text{Var}(S) = \frac{n(n-1)(2n+5) - \sum_{p=1}^q tp(tp-1)(2tp+5)}{18} \quad \text{Eq.03}$$

No qual, tp é o número de termos com valores iguais e q é a quantidade de grupos que contém valores iguais na série de dado em um determinado grupo p .

Por fim, para calcular o teste estatístico de Mann-Kendall (Z_{mk}) são utilizados os valores de “S” e $\text{Var}(S)$:

$$\begin{aligned} Z_{mk} &= \frac{S-1}{\sqrt{\text{Var}(S)}} & p/S > 0 \\ Z_{mk} &= 0 & p/S = 0 \\ Z_{mk} &= \frac{S+1}{\sqrt{\text{Var}(S)}} & p/S < 0 \end{aligned} \quad \text{Eq.04}$$

A avaliação de tendência estatisticamente significativa foi avaliada usando o valor de Z_{mk} . O sinal de Z_{mk} indica se a tendência é positiva ($Z_{mk} > 0$) ou negativa ($Z_{mk} < 0$). Neste estudo, foram testados os seguintes níveis de teste de significância (α : 0.001, 0.01, 0.05 e 0.1), conforme proposto por Silva et al. (2010). Para verificar o nível de significância α , foi aplicado o teste de hipótese (H) para confirmar a existência de tendência nos dados (H_0 para rejeitar e H_1 para aceitar a hipótese), considerando-se H_0

se o valor absoluto de $Z_{mk} > Z_{1-\frac{\alpha}{2}}$, onde $Z_{1-\frac{\alpha}{2}}$ é obtido a partir das tabelas de distribuição padrão normal cumulativa (SANTOS et al., 2013).

4.4. Estimativas de recursos eólicos

Na realização de projetos para instalação de parques eólicos, diversas informações relacionadas ao vento precisam ser calculadas (OH et al., 2012). Dessa forma, foram estimadas a densidade de energia pontual e espacial, bem como a capacidade de produção de energia em locais com potencial eólico *offshore*.

4.4.1. Estimativa da densidade de energia ou densidade da potência

Para estimar a densidade de energia, foram utilizadas duas metodologias. A primeira metodologia, aplicada em estimativas pontuais, foi proposta por Jamil et al. (1995) e utiliza os parâmetros de escala (c) e forma (k) da distribuição Weibull, a função Gama (Γ) e a densidade do ar (ρ) igual a 1,225 kg/m³, conforme equação abaixo (LI et al., 2021):

$$E = \frac{1}{2} \rho c^3 \Gamma\left(1 + \frac{k}{3}\right) \quad \text{Eq.05}$$

onde E é expresso em W/m².

Inicialmente, esta análise foi realizada para estimar a densidade de energia na área onde está instalada a boia de Fortaleza (FIGURA 8), uma vez que há parques eólicos em fase inicial de construção (EPE, 2020).

A segunda metodologia para estimar a densidade da potência espacialmente (PD) utiliza o valor médio do vento, independentemente das especificidades técnicas das turbinas eólicas, e o resultado também é expresso em W/m². Essa metodologia tem sido utilizada em diferentes estudos, principalmente sobre a América do Sul (PIMENTA et al., 2008; SILVA et al., 2016; REBOITA et al., 2018; TUCHTENHAGEN, 2019). A PD é obtida em função do cubo da velocidade do vento (u^3), e da densidade do ar no local (ρ), conforme a equação a seguir:

$$PD = \frac{1}{2} \rho u^3 \quad \text{Eq.06}$$

4.4.2. Estimativa de Produção de Energia

A produção de energia eólica depende diretamente da velocidade do vento que escoar ao longo do eixo da turbina (LI et al., 2021). Assim, para calcular a produção de energia foi necessário utilizar a velocidade do vento nos níveis de altura da turbina, onde os ventos estimados ou medidos abaixo de 100 m do CMEMS foram convertidos para a altura correspondente através da Equação 02.

Para calcular a geração de energia correspondente a cada velocidade do vento e obter uma curva de potência na altura da turbina (100 m), foi utilizado um modelo matemático proposto por Amada e Moreno (2006), no qual sugerem que a curva de potência depende apenas dos quantis de velocidade do vento, conforme pode ser visto na equação abaixo:

$$P = \left\{ \frac{P_{nominal}}{2} \left(1 - \tanh \left(\frac{w - \frac{w_{25\%} + w_{75\%}}{2}}{\frac{w_{25\%} - w_{75\%}}{\ln(3)}} \right) \right) \right\}; \quad w_{cut-in} < w < w_{cut-off} \quad 0 \quad \text{Eq.07}$$

onde P é a potência de geração de saída (MW) e $P_{nominal}$ é a potência máxima de saída de uma usina de referência (MW). Nesse caso, como ainda não existem no Brasil parques eólicos *offshore* para serem utilizados como referência, foram adotados valores de projetos de parques eólicos *offshore* que estão em andamento. w é a velocidade do vento (m/s) no nível da turbina de 100 m, $w_{25\%}$ e $w_{75\%}$ são as velocidades de vento em 25% e 75% da potência nominal da turbina, respectivamente, enquanto w_{cut-in} e $w_{cut-off}$ correspondem às velocidades do vento responsáveis por ativar e desativar a turbina, respectivamente. Ressalta-se ainda que foi avaliado o comportamento da capacidade de geração de energia mensal e anual.

4.5. Identificação de áreas aproveitáveis para geração de energia *offshore*

Para identificar as áreas aproveitáveis para geração de energia *offshore*, foram adotados os critérios propostos por Manwell et al. (2009), que são apropriados para o

desenvolvimento de parques eólicos dentro da ZEE. As áreas que apresentem densidades de potência média anual superiores a 200 Wm^{-2} são consideradas adequadas à produção de energia eólica. Por outro lado, algumas áreas com menor potencial ($150\text{-}200 \text{ W m}^{-2}$) podem se tornar economicamente viáveis caso seja utilizado rotor com alturas mais elevadas. As densidades com valores acima de 400 Wm^{-2} são consideradas muito boas para aproveitamento eólico, enquanto que aquelas com valores superiores a 700 Wm^{-2} indicam excelente potencial para a exploração de energia *offshore*. Assim, após realizar estas identificações com base no cálculo de PD, foi estimada a capacidade de produção de energia de possíveis parques eólicos nas áreas identificadas a partir da equação 07. Além disso, foi calculado o resultado de P por áreas disponíveis para geração em GW, o comportamento de geração mensal e anual, e sob influência de casos de ENOS, através de gráficos *heatmap* e tabelas.

Dessa forma, espera-se delimitar áreas para implementar parques eólicos no Atlântico tropical sul, e auxiliar no desenvolvimento de projetos futuros voltados à geração de energia.

5. Resultados e Discussão

Os resultados a seguir apresentam o controle de qualidade da reanálise CMEMS, comparando a velocidade do vento e o Hs com dados das bóias, além das análises climatológicas, sazonais, mensais, dos efeitos de ENOS em todo ATS, da avaliação de tendências nas sub-regiões, e das estimativas de recursos eólicos *offshore*, utilizando o cálculo da densidade e da produção de energia.

5.1. Validação Estatística: CMEMS

A Figura 10 mostra o gráfico de dispersão entre a reanálise CMEMS e as bóias para as regiões de Fortaleza (FIGURA 10a), Recife (FIGURA 10b) e Porto Seguro (FIGURA 10c), além da correlação de Pearson, coeficiente de determinação (R^2) e inclinação da reta para os alvos avaliados. Vale destacar que algumas bóias apresentaram falta de dados em um certo período, sendo assim, esses dados foram descartados na reanálise CMEMS.

Observa-se na Figura 10 uma boa distribuição dos dados, com valores de R^2 variando entre 0.64 e 0.79 nas três localidades avaliadas. Como os dados de reanálises são disponibilizados em pontos de grades, foram calculadas as distâncias entre as localizações das bóias e o ponto de grade do qual as informações foram extraídas. Considerou-se a hipótese de que, quanto maior a distância do ponto de grade, maior o erro associado às estimativas. As Figuras 10a e 10c correspondem às bóias localizadas mais próximas ao ponto de grade, em comparação a Figura 10b, que apresenta uma maior distância.

A partir da Figura 10, foi possível notar uma subestimativa (superestimar) da reanálise CMEMS em relação às bóias para velocidades do vento com alta (baixa) intensidade nas três regiões avaliadas. Segundo Bentamy (2016), esse viés pode ocorrer porque a reanálise é obtida com base em informações a cada 6 horas. Desta forma, assumimos que o viés se origina da distância do ponto de grade e da resolução temporal no processo de interpolação dos dados para disponibilizar as reanálises. De acordo com Li et. al. (2021), isso pode ser definido como um viés proporcional, que se diferencia de um viés constante, no qual a linha de regressão é paralela, mas fora da diagonal.

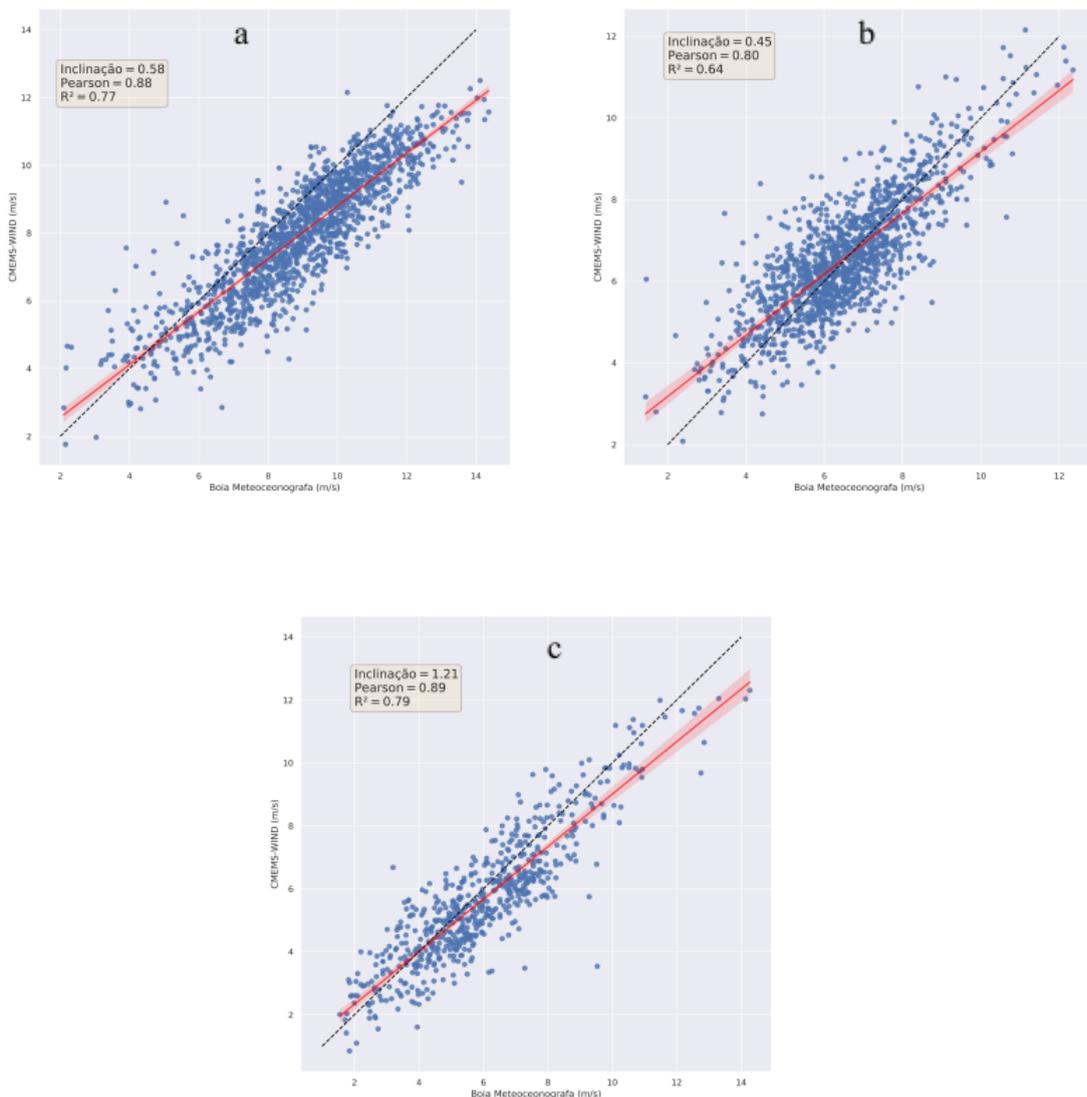


FIGURA 10 – Regressão linear entre a velocidade do vento do CMEMS e boias para os alvos: Fortaleza (a), Recife(b) e Porto Seguro(c). A linha de regressão linear de ajuste é representada em vermelho, juntamente com seu intervalo de confiança de 99%, com destaque em sombreamento vermelho. A linha preta tracejada é a referência. Fonte: Autor (2024).

A Figura 11 mostra a dispersão entre a reanálise CMEMS e as boias para a variável Hs nas regiões de Fortaleza (FIGURA 11a), Recife (FIGURA 11b) e Porto Seguro (FIGURA 11c), além da correlação de Pearson, coeficiente de determinação e inclinação da reta. Comparando com a velocidade do vento, os dados de Hs mostram

uma distribuição menor, com viés proporcional e R^2 de 0,83 para Fortaleza e Porto Seguro (FIGURA 11a e 11c) e 0,91 para Recife (FIGURA 11b). Nas três regiões a linha de regressão segue próxima a linha da diagonal principal (linha na cor preta tracejada). No entanto, semelhante ao que ocorre com a velocidade do vento, observa-se uma tendência de superestimar (subestimar) estimar valores baixos (altos) de Hs nos alvos de referência. O bom desempenho das estimativas de Hs através de reanálises também foi observado em outros estudos de validação, que mencionam que os possíveis erros podem estar associados às medições das bóias (AOUF, 2018; KANG et al., 2021; LI et al., 2021). As missões de altimetria a bordo de satélites possuem um alto grau de confiabilidade e exercem maior influência nos métodos de interpolação para dados de Hs nas reanálises. Dessa forma, a distância do ponto de grade não resultou em maiores erros quando comparado aos dados de vento.

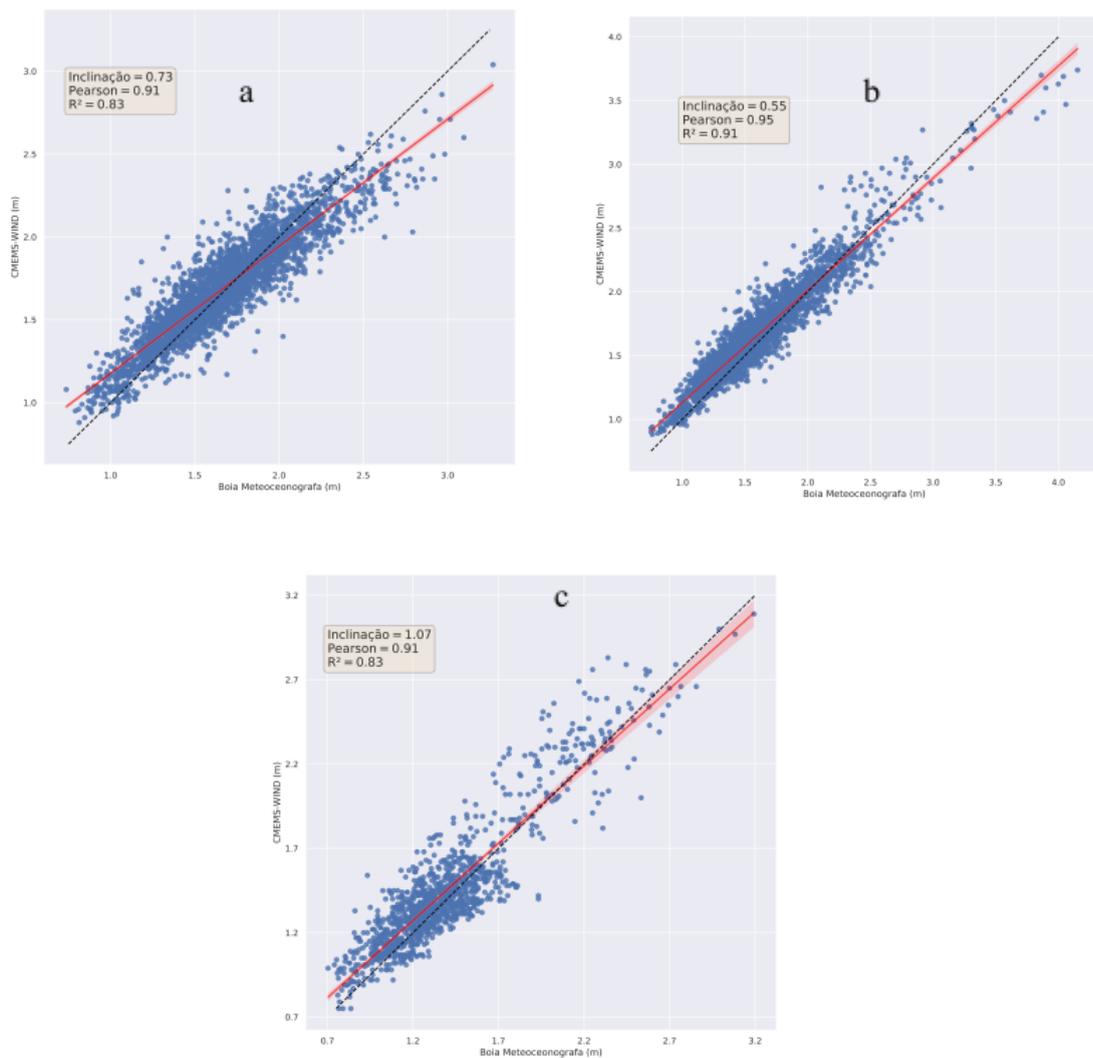


FIGURA 11 – Similar a Figura 2, mas para comparações de Hs. Fonte: Autor (2024).

As Tabelas 8 e 9 apresentam o coeficiente de correlação de Pearson, RMSE, coeficiente de determinação e a raiz do erro quadrático médio para velocidade do vento e Hs, respectivamente. É possível observar que as correlações de Pearson para velocidade do vento a 10 metros foram superiores a 0,80. Os alvos com as correlações mais baixas são atribuídos às maiores distâncias do ponto de grade, entretanto, as boias de Fortaleza e Porto Seguro apresentaram maiores RMSE (1,37 m/s e 1,04 m/s, respectivamente), possivelmente associados à baixa capacidade do CMEMS em estimar ventos menos/mais intensos. Por outro lado, para o Hs, a correlação de Pearson foi superior a 0,91, resultando em valores baixos de desvio médio e RMSE, indicando boa capacidade desta reanálise em estimar Hs.

TABELA 8 – Correlações, coeficiente de determinação e valores de MSE entre as medidas velocidade do vento das boias e reanálises do CMEMS. Fonte: Autor (2024).

Boias	Pearson	R²	RMSE	MSE
Fortaleza	0.88	0.77	1.37	1.87
Recife	0.80	0.64	0.92	0.86
Porto Seguro	0.89	0.79	1.04	1.09

Tabela 9 – Correlações, coeficiente de determinação e valores de MSE entre as medidas Hs das boias e reanálises do CMEMS. Fonte: Autor (2024).

Boias	C. Pearson	R²	RMSE	MSE
Fortaleza	0.91	0.83	0.15	0.02
Recife	0.95	0.91	0.13	0.01
Porto Seguro	0.91	0.83	0.16	0.02

Para validação também foram comparadas as PDFs de u_{10m} (FIGURA 12) e Hs (FIGURA 13) entre as reanálises do CMEMS e a boia próxima à costa de Fortaleza. Esta boia foi selecionada por apresentar um tamanho de amostra suficientemente grande para determinar as PDFs e definir uma distribuição confiável para ambas as variáveis, em comparação com as outras duas (Recife e Porto Seguro). A partir das Figs 12 e 13, foi possível notar que a distribuição de u_{10m} foi mais ampla que a de Hs, tanto na boia como na reanálise CMEMS. Além disso, observa-se na Figura 12 que os máximos da

distribuição do vento nos dados da boia estão deslocados para valores inferiores na reanálise do CMEMS. Ressalta-se que o vento medido na boia apresenta a localização do modo $A/\sqrt{2}$, onde A é o parâmetro de escala da distribuição Weibull, com 6.85 m/s, enquanto que para reanálise foi de 6.10 m/s, indicando que a reanálise não estima os eventos com altas velocidades de forma coerente. Por outro lado, para o H_s , não foi observada mudança na localização do modo, assumindo que a comparação entre os dados são correspondentes em todos os parâmetros.

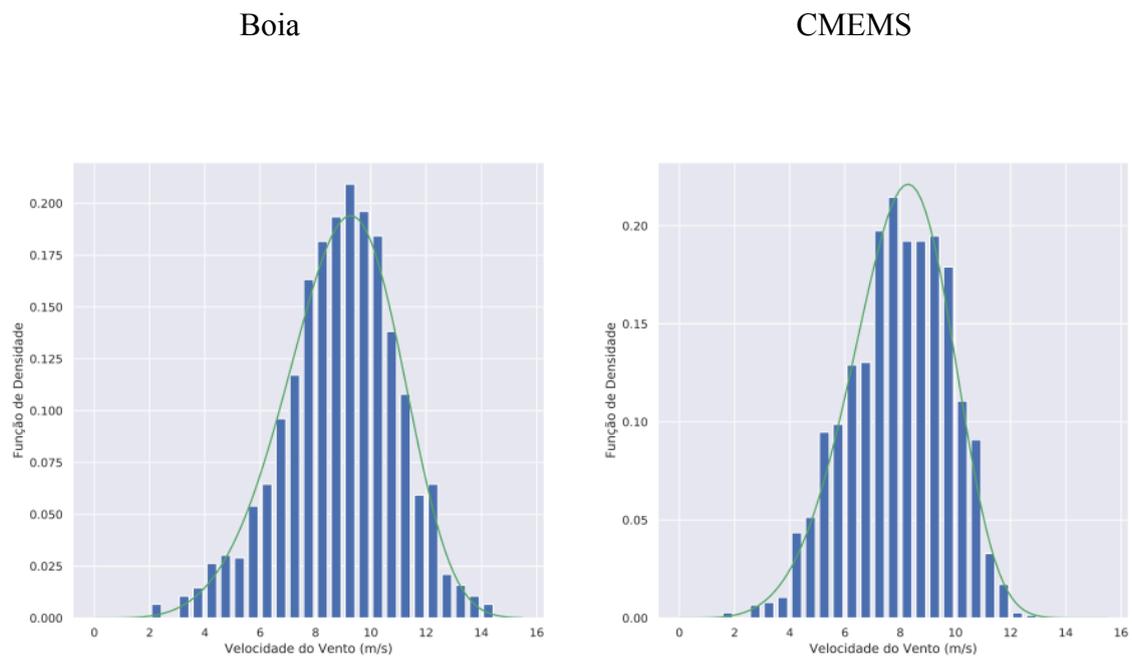


FIGURA 12 – Distribuição de frequência da variação de velocidade do vento para dados da boia de Fortaleza e CMEMS. As curvas de ajuste da distribuição de Weibull estão definidas nas Tabelas 10. Fonte: Autor (2024).

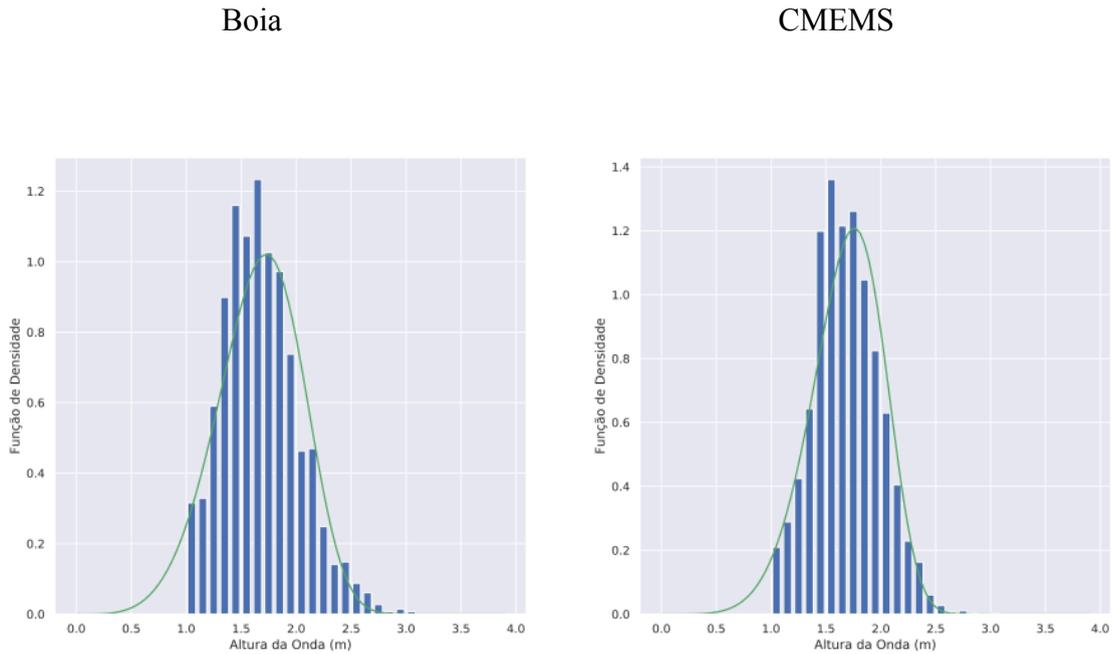


FIGURA 13 – Distribuição de frequência da variação de H_s para dados da boia de Fortaleza e CMEMS. As curvas de ajuste da distribuição de Weibull estão definidas nas Tabelas 10. Fonte: Autor (2024). Fonte: Autor (2024).

A Tabela 10 apresenta os valores dos parâmetros da distribuição Weibull (Weibull Shape- $W.s$ e Weibull Scale- $W.sc$), média (med) e desvio padrão(std) das velocidades do vento e H_s nos dados da boia de Fortaleza e reanálise CMEMS. A Tabela 10 mostra que a velocidade do vento se ajusta melhor usando $W.s$ de 5, tanto na boia como no CMEMS. De acordo com Manwell et al. (2009), valores elevados de $W.s$, para um determinado valor de $W.sc$, indicam que as distribuições da velocidade de vento são menos dispersas, ou seja, apresentam menores flutuações de velocidade dos ventos. Dessa forma, observa-se que o CMEMS consegue capturar bem essas distribuições das boias. Em relação ao H_s , observa-se também que os parâmetros $W.s$ e $W.sc$ foram semelhantes tanto na boia como na reanálise, indicando que os dados de reanálise capturam as variabilidades de H_s de forma coerente. Ressalta-se ainda que tanto a média como o desvio padrão mostraram valores muito similares entre ambos os conjuntos de dados.

TABELA 10 – Valores dos parâmetros da distribuição Weibull (shape e scale), média e desvio padrão da reanálise e boia de Fortaleza. Fonte: Autor (2024).

Fortaleza	Velocidade do Vento				Hs			
	W. s	W. sc	Med	Std	W. s	W. sc	Med	Std
Boia	5.00	9.69	8.90	2.04	5	1.81	1.66	0.35
CMEMS	5.09	8.64	7.94	1.81	5	1.81	1.68	0.30

5.2. Análise Climatológica, Sazonal e Mensal.

A Figura 14 mostra a média climatológica (14a) e sazonal (14b) da velocidade do vento (m/s) estimado na altura de 100 m a partir dos dados do CMEMS. Na Figura 14a, é possível observar que a velocidade média dos ventos é aproximadamente 8 m/s em quase todo o domínio de estudo, com destaque para o litoral do Piauí, Maranhão e litoral norte do Rio Grande do Norte, onde as velocidades estão acima de 10 m/s. Na Figura 14b, observa-se que a distribuição da velocidade do vento sobre a região analisada possui alta variabilidade sazonal, onde as maiores velocidades dos ventos ocorrem nos trimestres JJA (junho, julho, agosto) e SON (setembro, outubro, novembro), com médias de até 15 m/s, principalmente em áreas costeiras. Isso sugere um forte potencial para a exploração de energia eólica nessas áreas durante esses períodos, enquanto as menores médias ocorrem durante o trimestre DJF (dezembro, janeiro, fevereiro) e MAM (março, abril, maio), com médias abaixo de 9 m/s.

Os resultados deste estudo estão em concordância com os achados de Silva (2003), que destaca que durante os trimestres JJA e SON, as fortes ocorrências de zonas de convergência noturnas, intensificadas pela interação entre os ventos alísios e as brisas marítimas, contribuem significativamente para o aumento da velocidade do vento. Essa combinação resulta em uma elevada constância tanto na velocidade quanto na direção dos ventos, especialmente nas áreas costeiras do Nordeste do Brasil, conforme observado também na análise dos dados do CMEMS.

Entretanto, em termos de intensidade, tanto nas análises sazonais quanto nas mensais (abordadas a seguir), os resultados apresentados diferem dos de Kowalski (2023), que, ao utilizar os dados do ERA5 e o modelo regional RegCM (Regional Climate Model), com condições iniciais e de contorno provenientes do ERA-Interim, encontrou velocidades de vento inferiores às observadas neste estudo.

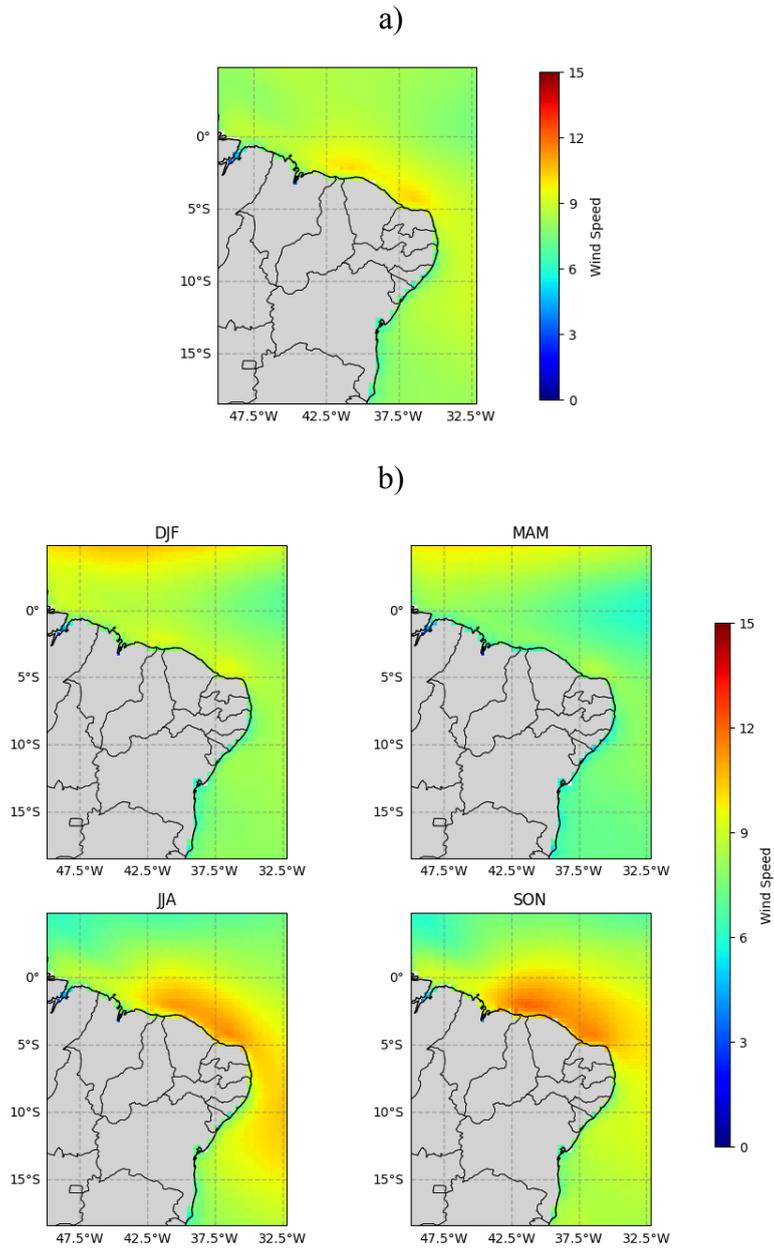


FIGURA 14 – Velocidade Média dos Ventos (m/s) a 100 m estimados pelo CMEMS. Climatologia entre 1992 – 2020 (a) e climatologia sazonal (b). Fonte: Autor (2024).

A Figura 15 mostra a climatologia mensal da velocidade do vento ao longo do ano no Atlântico Tropical Sul, permitindo uma análise detalhada das variações mensais na velocidade do vento ao longo do ano. As velocidades do vento variam entre 4 e 15 m/s durante o ano. Foi possível notar que, durante os primeiros 4 meses do ano (Janeiro a Abril), a velocidade de vento é baixa, principalmente ao longo da costa da Sub região Litoral Nordeste Sudeste, com velocidades entre 3 e 6 m/s, enquanto que nas Sub-regiões 1 e 2 as velocidades são mais intensas. A partir de Maio, há um aumento

gradual nas velocidades do vento, com Junho e Julho mostrando uma intensificação significativa com velocidades acima de 9 m/s.

Ainda de acordo com a Figura 15, observou-se que nos meses de agosto a outubro as velocidades do vento são maiores, com áreas frequentemente alcançando valores entre 12 e 15 m/s. Dessa forma, este período destaca-se como o mais favorável para a geração de energia eólica, devido ao aumento da velocidade de vento em todas as áreas. Nos últimos meses do ano (Novembro e Dezembro), a velocidade do vento começa a diminuir novamente, embora ainda seja maior do que nos primeiros meses do ano. Este padrão de aumento e diminuição das velocidades do vento ao longo do ano sugere uma forte variabilidade mensal.

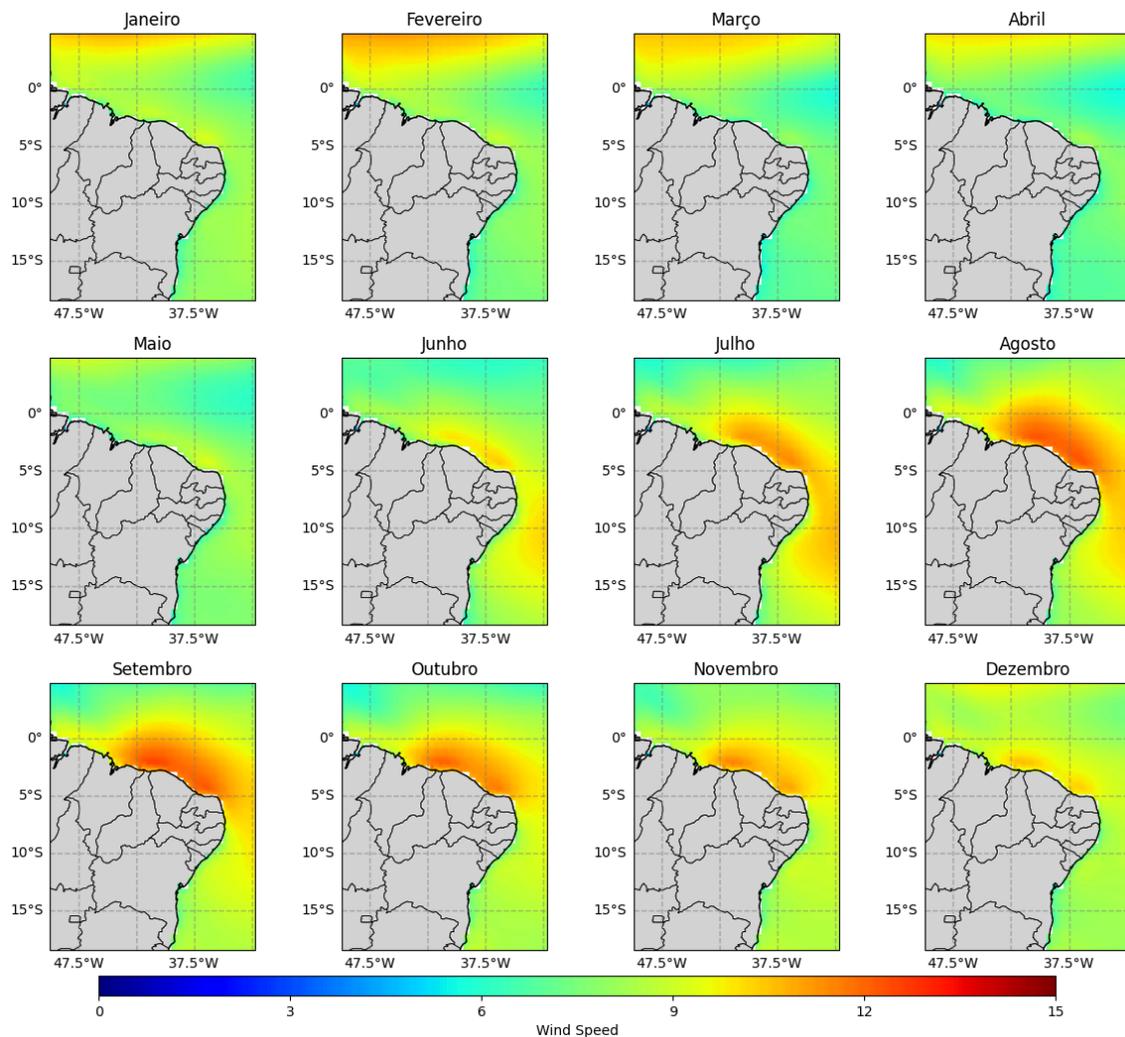


FIGURA 15 – Velocidade Média dos Ventos (m/s) a 100 m estimados pelo CMEMS. Climatologia mensal. Fonte: Autor (2024).

5.3. Análise dos efeitos de ENOS na Velocidade do Vento

5.3.1. El Niño.

As Figuras 16, 17, 18 e 19 mostram a anomalia da velocidade do vento durante eventos de El Niño Fraco, Moderado, Forte e Muito Forte, respectivamente. De maneira geral, observou-se que há padrões distintos de variação durante as intensidades dos eventos de El Niño, com predominância de anomalias positivas (5 m/s), especialmente na ocorrência de eventos Fracos, Forte e Muito Forte.

Ao analisar os eventos de El Niño classificados como fracos (2004-05, 2006-07, 2014-15, 2018-19) (FIGURA 16), verificou-se uma predominância de anomalias positivas de até 2 m/s ao longo da costa nordeste do Brasil. Por outro lado, durante esses eventos, as velocidades aumentaram com maior intensidade nas áreas mais afastadas da costa, no Oceano Atlântico (acima de 2 m/s). Dessa forma, eventos de El Niño de menor intensidade podem afetar a dinâmica dos ventos na região.

EL NIÑO: FRACOS

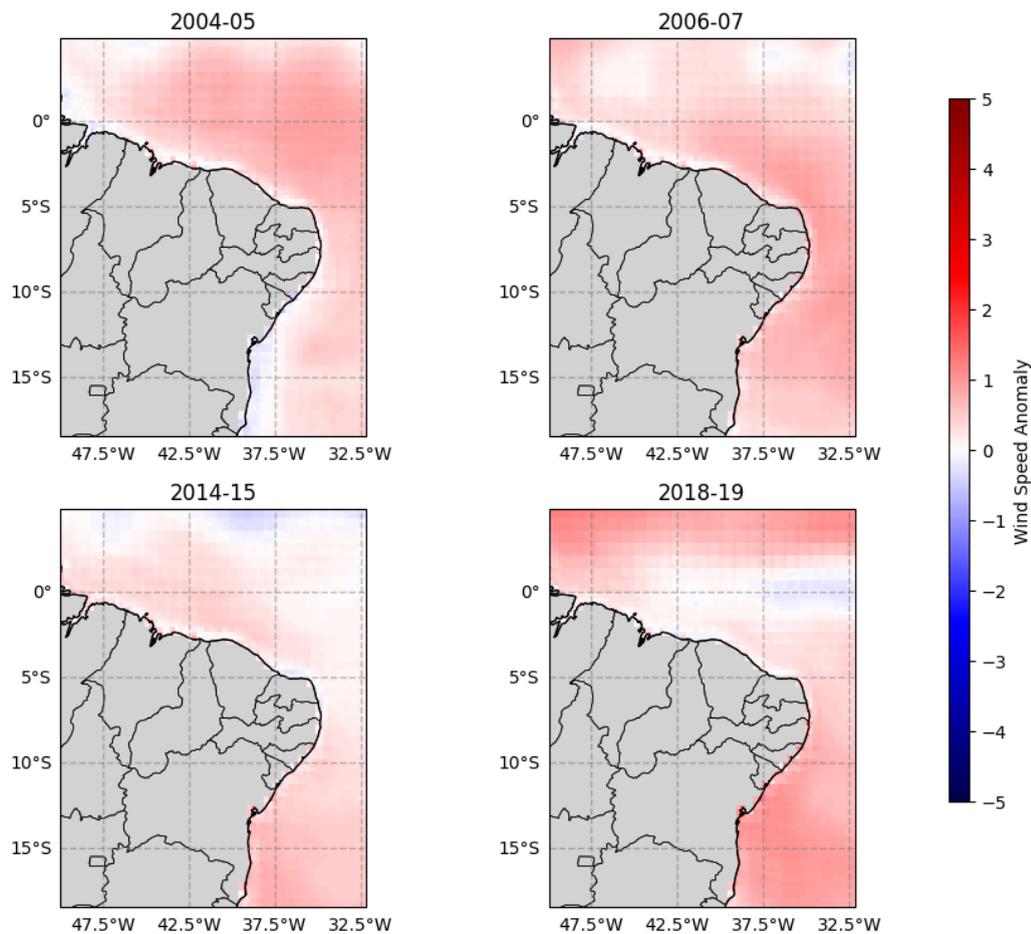


FIGURA 16 – Anomalia da Velocidade Média dos Ventos (m/s) a 100 m para eventos de El Niño Fraco. Fonte: Autor (2024).

Durante a ocorrência de El Niño classificada como moderado (1994-95, 2002-03, 2009-10), observou-se um padrão mais variado (FIGURA 17), com uma combinação de anomalias positivas e negativas ao longo da costa e em áreas mais distantes do continente. Nos eventos de 1994-95 e 2009-10, por exemplo, foram registradas anomalias negativas de aproximadamente -2.5 m/s desde o litoral sul da Bahia até o litoral do Rio Grande do Norte, enquanto nas demais áreas as anomalias foram positivas. No evento de 2002-03, as anomalias foram sempre positivas mais próximo do continente. Isso sugere que a intensidade do vento durante eventos classificados como moderados pode produzir efeitos heterogêneos com grandes variações espaciais.

EL NIÑO: MODERADO

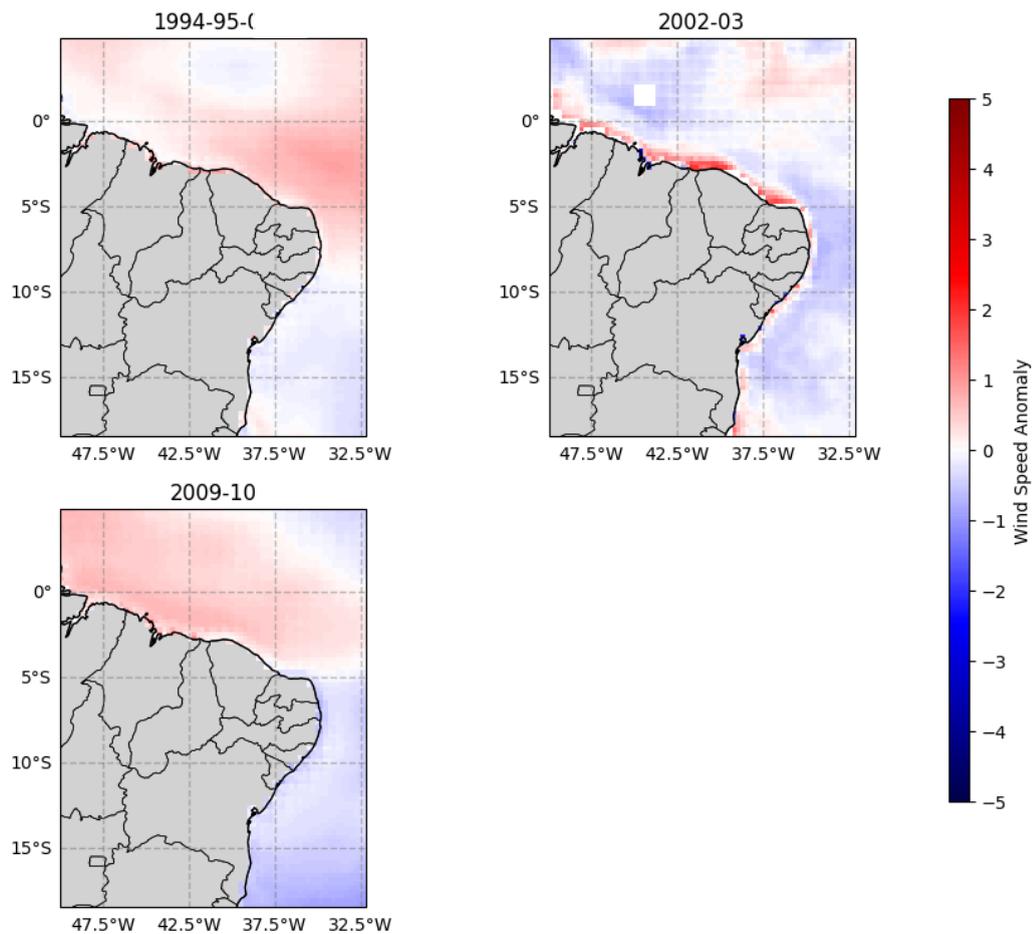


FIGURA 17 – Similar a Figura 16, porém para eventos de El Niño Moderado. Fonte: Autor (2024).

Durante anos com El Niños classificados como fortes, foram observadas anomalias significativas positivas na velocidade do vento, com valores de até 5 m/s, especialmente ao longo do litoral do Maranhão, Piauí e Ceará. Por outro lado, próximo ao litoral da Bahia, foram observadas anomalias negativas de até -2 m/s (FIGURA 18). Vale destacar que as anomalias positivas apresentaram maior intensidade e se distribuíram por uma grande área no oceano Atlântico.

De forma semelhante aos padrões observados durante os eventos de El Niño Fraco, os eventos muito fortes (1997-98, 2015-16) mostraram anomalias positivas predominantes em todas as áreas do oceano Atlântico, indicando um aumento substancial e uniforme nas velocidades do vento (FIGURA 19).

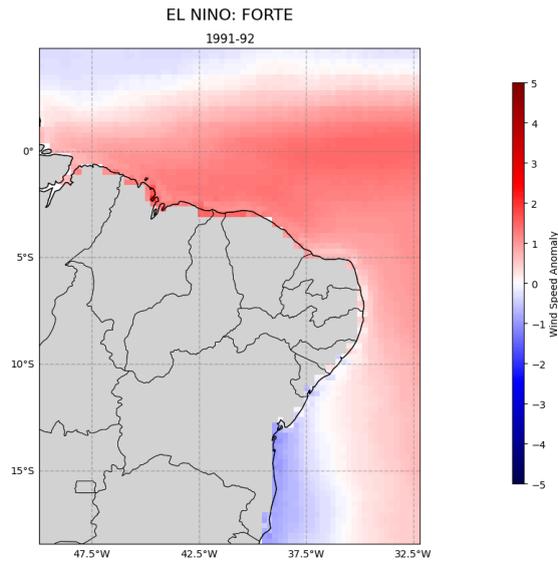


FIGURA 18 – Similar a Figura 16, porém para evento de El Niño Forte. Fonte: Autor (2024).

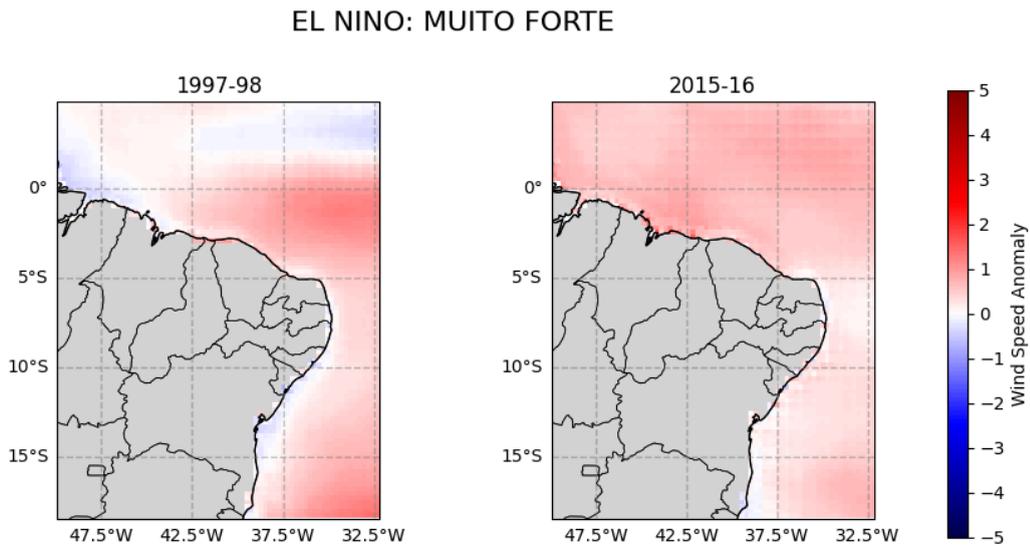


FIGURA 19 – Similar a Figura 16, porém para evento de El Niño Muito Forte. Fonte: Autor (2024).

5.3.2. La Niña

As Figuras 20, 21 e 22 apresentam as anomalias da velocidade do vento durante eventos de La Niña classificados como fracos, moderados e fortes, respectivamente. De maneira geral, similar aos eventos de El Niño, observou-se que existem padrões de variação conforme a intensidade dos eventos. Anomalias negativas

na velocidade do vento (até -5 m/s) foram geralmente registradas durante a ocorrência de eventos fracos e fortes.

Na Figura 20, durante os eventos de La Niña classificados como fracos (2000-01, 2005-06, 2008-09, 2016-17), predominam anomalias neutras e negativas ao longo da costa nordeste do Brasil. Em 2000-01 e 2008-09, as áreas mais distantes da costa mostram reduções significativas nas velocidades do vento, com anomalias atingindo até -5 m/s, principalmente próximo da sub-região 1 e 2. Em contraste, os anos 2005-06 e 2016-17 exibem uma combinação de anomalias, com uma leve predominância de anomalias neutras e negativas menos intensas, sugerindo uma tendência geral de diminuição na velocidade do vento.

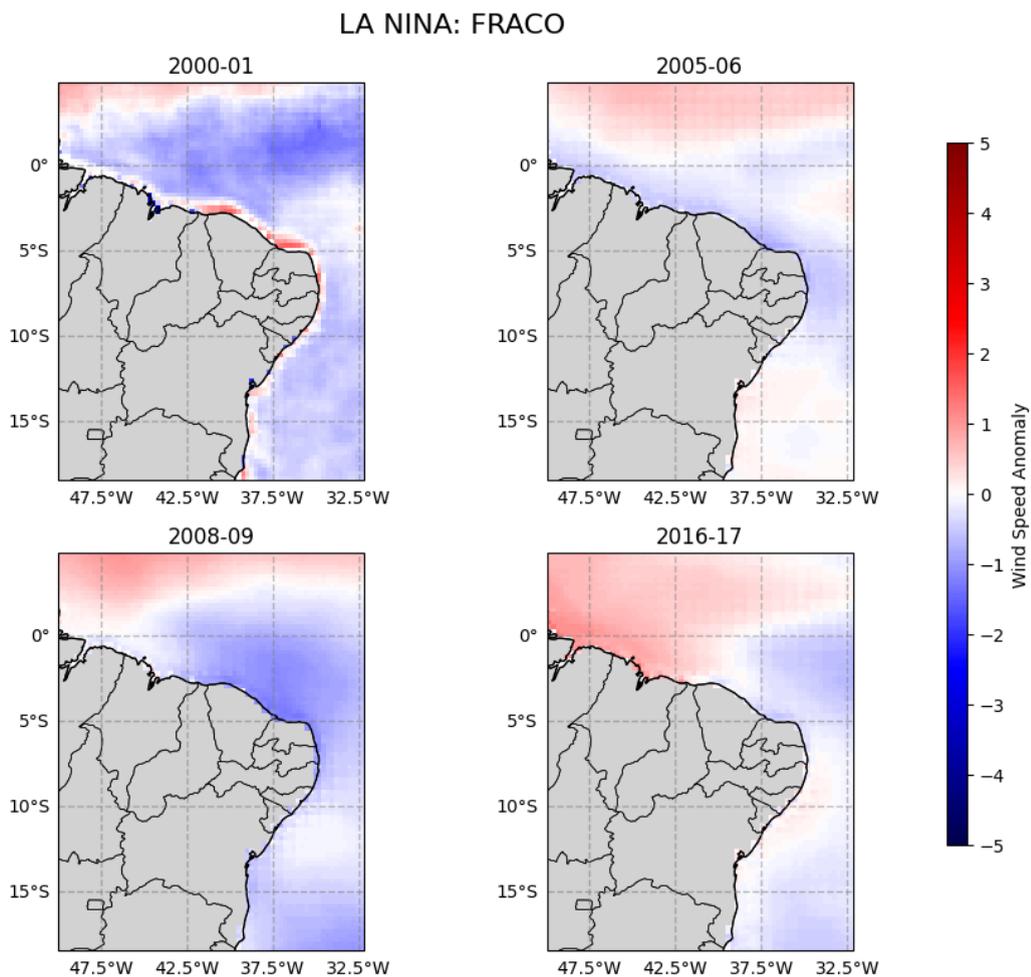


FIGURA 20 – Anomalia da Velocidade Média dos Ventos (m/s) a 100 m para eventos de La Niña Fraco. Fonte: Autor (2024).

Na ocorrência de evento de La Niña classificados como moderados (1995-96, 2011-12, 2020-21) (FIGURA 21), foram observados os mesmo padrões vistos na Figura 20, porém notou-se que a redução nas velocidades do vento mais intensa foi concentrada mais próximo do continente, com anomalias de até -5 m/s.

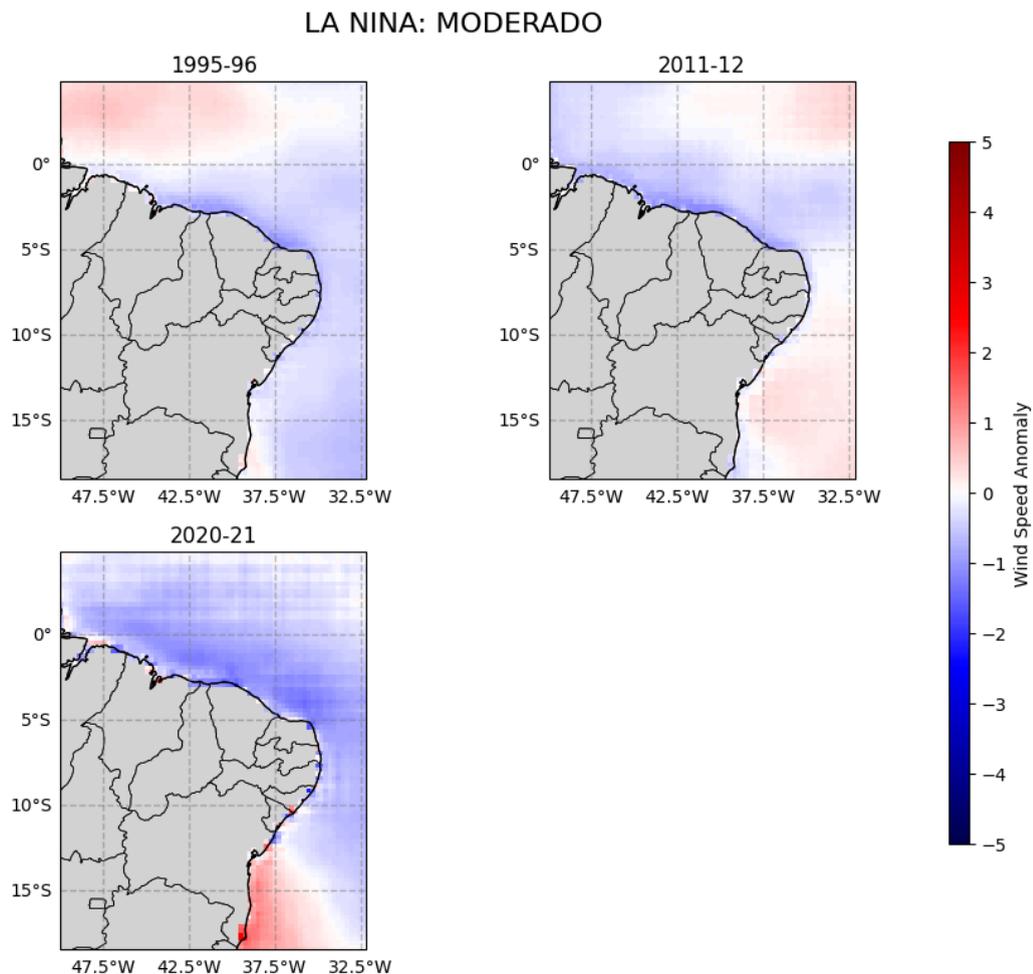


FIGURA 21 – Similar a Figura 20, porém para eventos de La Niña Moderado. Fonte: Autor (2024).

Na Figura 22, durante os eventos de La Niña fortes (1998-99, 1999-00, 2007-08, 2010-11), as anomalias foram bem mais intensas que os eventos fracos e moderados, com destaque para 1999-00 e 2010-11, que apresentam reduções nas velocidades do vento, atingindo até -5 m/s em grandes áreas no oceano, diferente dos padrões observados na Figura 21. Dessa forma, observou-se que, independentemente da intensidade dos eventos de La Niña, as velocidades do vento tendem a reduzir na região nordeste do Brasil, com uma relação significativa entre a força do evento e a magnitude

da anomalia. Eventos fracos e moderados apresentam variações mais heterogêneas, mas ainda com predominância de anomalias negativas, enquanto evento fortes demonstram reduções intensas de forma espacial.

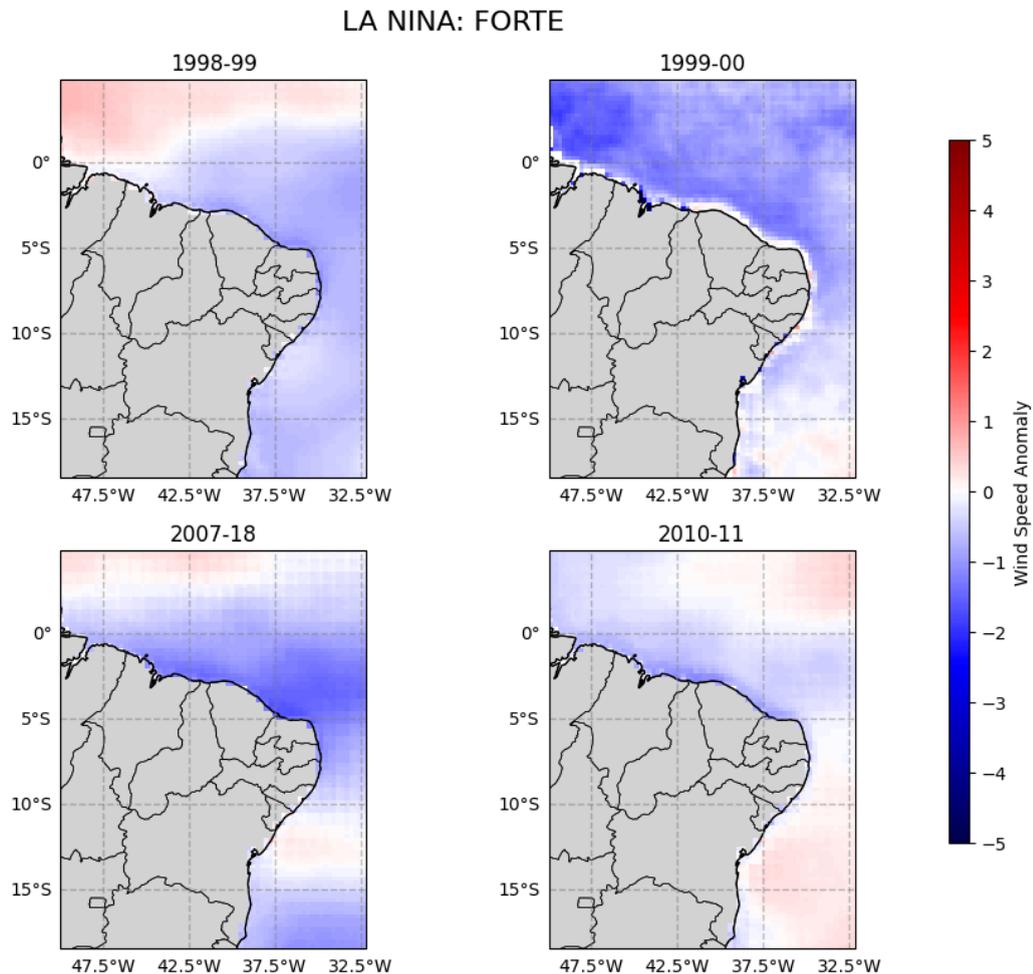


FIGURA 22 – Similar a Figura 20, porém para eventos de La Niña Forte. Fonte: Autor (2024).

Os resultados deste estudo corroboram com aqueles descritos em Lima (2015) e Lima et al. (2020), que documentaram o impacto dos eventos de ENOS na variabilidade da velocidade do vento em grande parte do Nordeste do Brasil. No entanto, divergiram em termos de valores, com este estudo mostrando anomalias mais intensas, possivelmente devido à base de dados utilizada. Ao comparar as climatologias das bases de velocidade do vento a 100 m de altura do CMEMS e ERA5 (Anexo 1, FIGURA 33), observou-se que o CMEMS apresenta valores de até 15 m/s, enquanto o ERA-5 registra até 9 m/s.

5.4. Análises da Variabilidade nas Sub-regiões

5.4.1. Análise de Variabilidade: Mensal.

A Figura 23 apresenta box-plots da distribuição de dados de velocidade do vento mensal média para três sub-regiões ao longo dos meses de janeiro a dezembro, entre o período de 1992 a 2020. As sub-regiões avaliadas são: Sub-região 1, Sub-região 2 e Litoral Nordeste-Sudeste.

Na Figura 23, observou-se que todas as sub-regiões mostram um padrão mensal semelhante, com velocidades do vento mais altas entre os meses entre junho a agosto e mais baixas entre os meses de dezembro a fevereiro. O Litoral Nordeste-Sudeste, embora apresente velocidades medianas mais baixas durante todos os meses, demonstra maior estabilidade nas velocidades do vento ao longo do ano, com menor variabilidade e maiores *outliers*. Por outro lado, as Sub-regiões 1 e 2 apresentaram as condições mais favoráveis para a geração de energia eólica *offshore*, com velocidades do vento mais altas, principalmente entre junho a agosto, e menor dispersão de *outliers*. Destaca-se que as medianas nessas sub-regiões variam entre 7 – 11 m/s.

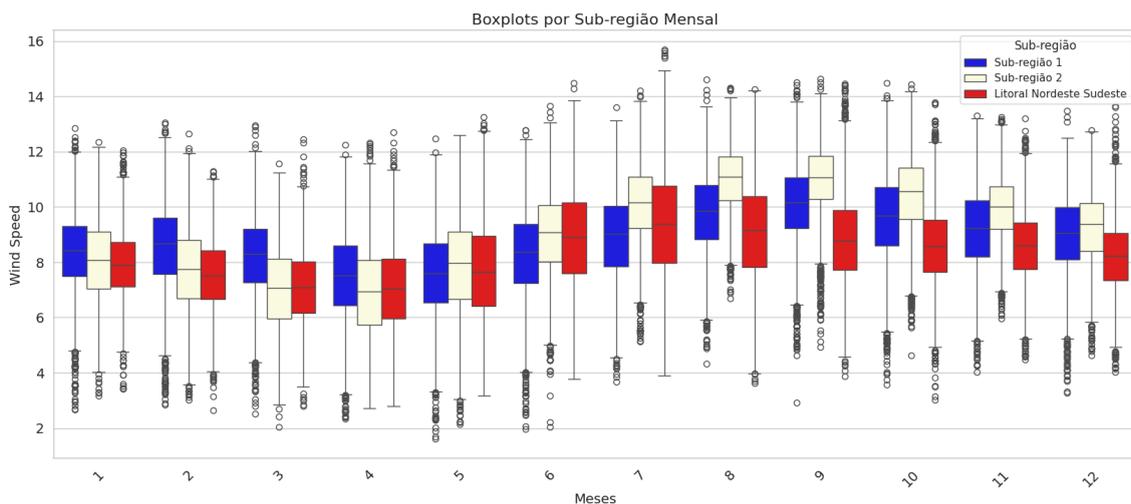


FIGURA 23 –Box-plot da distribuição de dados de velocidade de vento mensal média entre 1992 – 2020 para as 3 sub-regiões avaliadas: Sub-região 1 e 2, e Litoral Nordeste Sudeste. Fonte: Autor (2024).

5.4.2. Análise de Variabilidade: Sazonal.

A Figura 24 apresenta box-plots da distribuição de dados de velocidade do vento sazonal para DJF, MAM, JJA e SON entre 1992 e 2020 para três sub-regiões: Sub-região 1, Sub-região 2 e Litoral Nordeste-Sudeste. De acordo com os resultados, observou-se que as três sub-regiões possuem padrões sazonais evidentes, com velocidades de vento mais altas durante o trimestre JJA e menores durante MAM. Isso indica que o inverno do Hemisfério Sul (JJA), é a estação mais favorável para a geração de energia eólica *offshore*, devido às velocidades de vento mais altas.

De acordo com a Figura 24, as Sub-regiões 1 e 2 apresentaram um aumento claro na velocidade do vento durante JJA (junho, julho e agosto), com medianas em torno de 10 m/s. Isso sugere que, durante esse período, essas áreas possuem condições de vento mais intensas, principalmente associadas ao deslocamento da Zona de Convergência Intertropical (ZCIT). Por outro lado, o litoral nordeste-sudeste apresentou velocidades do vento mais baixas em comparação com as Sub-regiões 1 e 2, especialmente durante MAM (março, abril e maio), com uma mediana de cerca de 7 m/s. Embora também apresente um aumento durante JJA, com medianas em torno de 8 m/s, essa sub-região possui menores velocidades de vento, mas exibe mais outliers, principalmente associados às extremidades frontais.

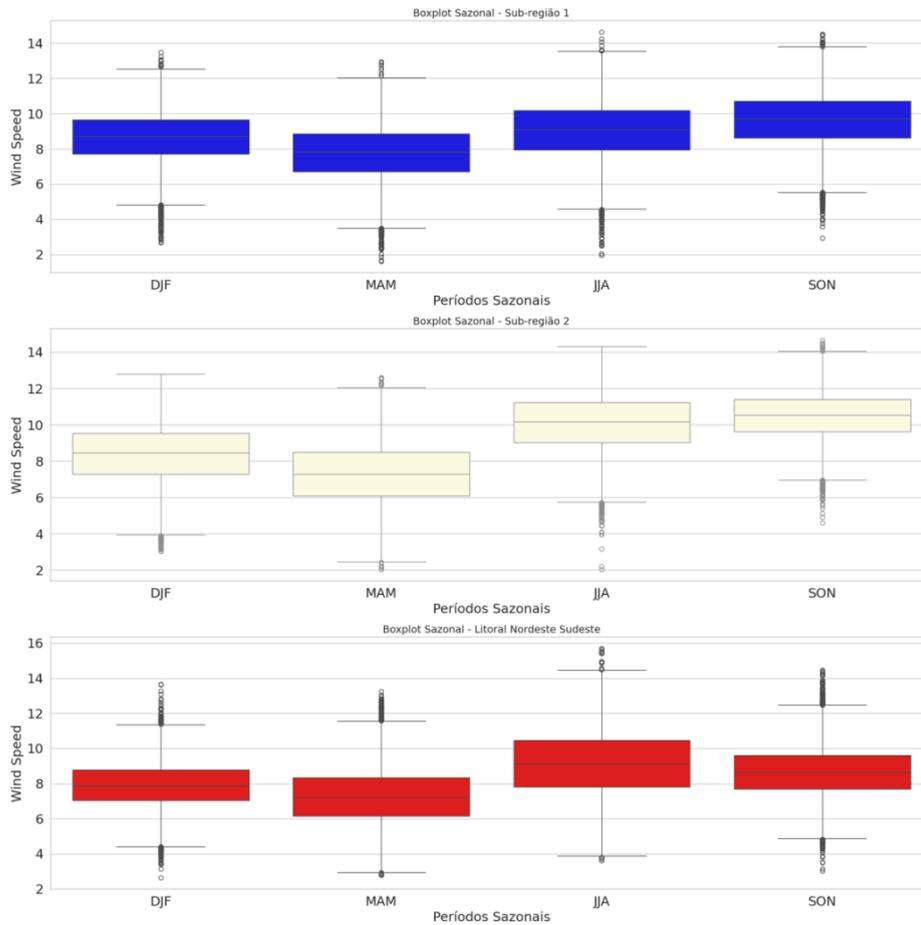


FIGURA 24 – Box-plot da distribuição de dados de velocidade de vento sazonal entre 1992 – 2020 para as 3 sub-regiões avaliadas: Sub-região 1 e 2, e Litoral Nordeste Sudeste. Fonte: Autor (2024).

5.4.3. Análise de Variabilidade: Anual.

A Figura 25 apresenta o box-plots da distribuição de dados de velocidade do vento anual entre 1992 e 2020 para as três sub-regiões: Sub-região 1, Sub-região 2 e Litoral Nordeste-Sudeste. Observou-se que, na Sub-região 1, a mediana variou entre 8 e 9 m/s, enquanto na Sub-região 2 foram observados valores entre 9 e 10 m/s. Na região do litoral nordeste-sudeste, a mediana variou entre 7 e 9 m/s. Dessa forma, observou que a velocidade do vento nas três sub-regiões foi impactada pelos eventos de ENOS, com as Sub-regiões 1 e 2 apresentando maior variabilidade e uma tendência para velocidades de vento mais altas durante os eventos de El Niño, principalmente nos anos classificados como fortes e muito fortes. Enquanto isso, o Litoral Nordeste-Sudeste, embora apresente menor variabilidade, também é afetado por esses eventos, mas com

menor intensidade. Além disso, a presença de *outliers* no Litoral Nordeste-Sudeste pode estar associada a eventos de escalas temporais menores, como a passagem de extremidades frontais.

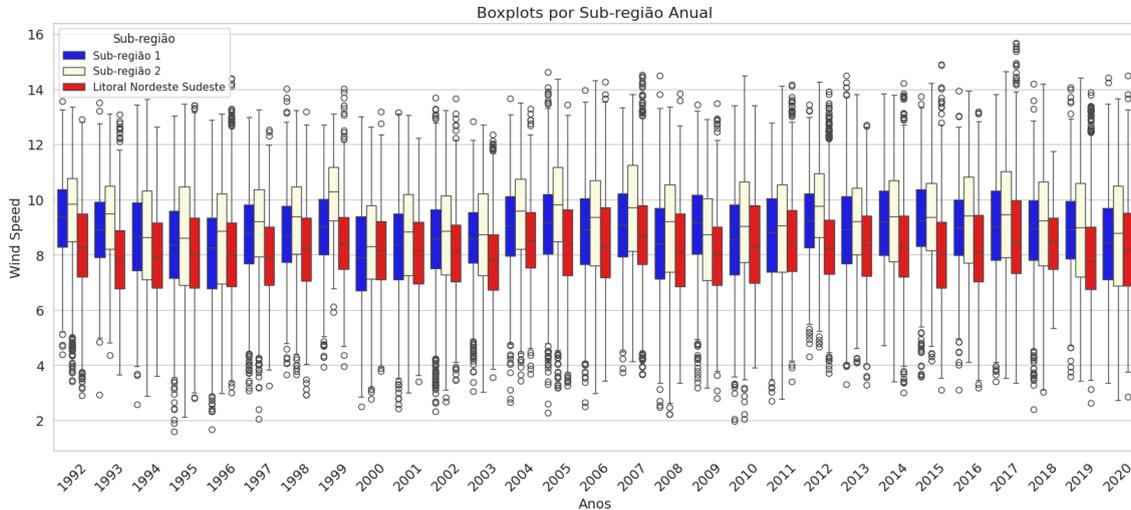


FIGURA 25 –Box-plot da distribuição de dados de velocidade de vento anual entre 1992 – 2020 para as 3 sub-regiões avaliadas: Sub-região 1 e 2, e Litoral Nordeste Sudeste. Fonte: Autor (2024).

5.5. Teste de Tendência MK

5.5.1. Teste de Tendência MK: Mensal.

A Tabela 10 mostra o teste de tendências mensais utilizando o método de Mann-Kendall para as 3 sub-regiões avaliadas. A Figura 26 apresenta tendência mensal média da velocidade do vento entre 1992 e 2020. De acordo com a Tabela 10, observou-se que, na Sub-região 1 e 2, o teste não identificou uma tendência crescente significativa na velocidade do vento. O coeficiente de inclinação foi baixo, indicando que não houve um aumento substancial na velocidade do vento. Apesar de a linha de tendência apresentar um leve aumento na velocidade de vento (FIGURA 26), os resultados não foram estatisticamente significativos segundo o teste Z_{mk} .

Por outro lado, na sub-região Litoral Nordeste-Sudeste, o teste de Mann-Kendall mostrou uma tendência crescente significativa na velocidade do vento ($Z_{mk} = 2.01$, $\tau = 0.07321$). O coeficiente de inclinação (slope) foi de 0.0112 m/s por mês,

indicando um aumento gradual (TABELA 11). Na Figura 26, observou-se que a tendência mensal corrobora os resultados do teste MK, mostrando uma clara inclinação positiva ao longo dos anos. Assim, os resultados indicam que, enquanto a região do Litoral Nordeste-Sudeste apresenta uma tendência crescente significativa na velocidade do vento, as sub-regiões 1 e 2 mostram tendências leves que não alcançam significância estatística, mantendo velocidades de vento mais estáveis.

Tabela 11 – Teste de tendências mensal com Mann-Kendall e Estatísticas Descritivas para as 3 sub-regiões. Fonte: Autor (2024).

Área	Trend	H	P-value	Z_{mk}	τ	Slope
Sub-região 1	no trend	False	-	1.95	-	-
Sub-região 2	no trend	False	-	0.97	-	-
Litoral Nordeste Sudeste	increasing	True	<0.001	2.01	0.07	0.01

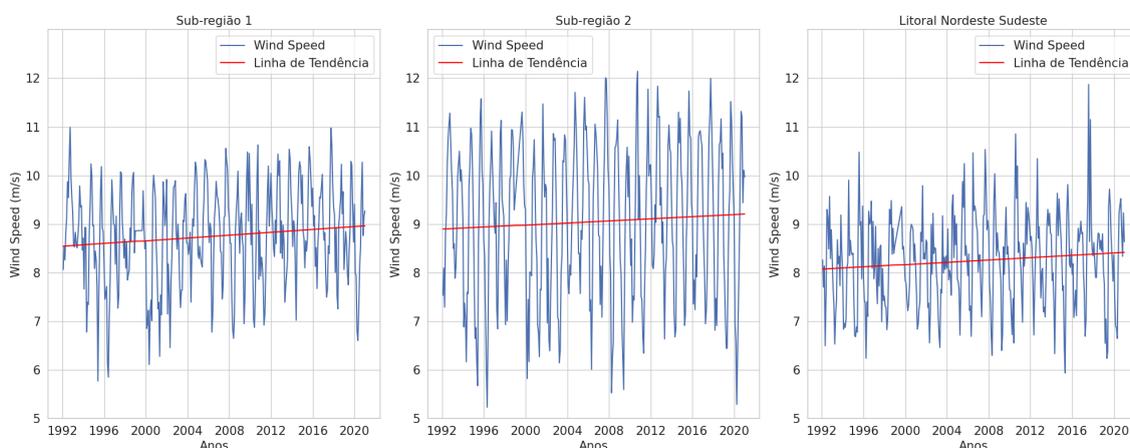


FIGURA 26 – Tendência mensal da velocidade média do vento entre 1992 – 2020 para as 3 sub-regiões avaliadas. Fonte: Autor (2024).

5.5.2. Teste de Tendência MK: Sazonal para Sub-região 1.

A Tabela 12 apresenta o teste de tendências sazonal utilizando Mann-Kendall para a Sub-região 1, e a Figura 27 apresenta a tendência sazonal média da velocidade do vento para essa Sub-região, dividida em quatro trimestres: DJF, MAM, JJA e SON. Cada

gráfico exibe a série temporal da velocidade do vento (em m/s) ao longo dos anos, juntamente com uma linha de tendência em vermelho.

Em geral, observou-se que na Sub-região 1 as maiores tendências ocorreram nos trimestres DJF, MAM e JJA. Analisando mais detalhadamente através da Tabela 12, foi possível observar que o teste de Mann-Kendall indicou que o trimestre DJF apresentou a tendência de aumento mais significativa (p -valor = 0.0, τ = 0.100872), o que corroborou com os resultados da Figura 27, onde se observa um aumento consistente na velocidade do vento ao longo do tempo, com a linha de tendência aumentando gradualmente. O mesmo foi observado para os trimestres MAM e JJA, embora com menor intensidade. Por outro lado, o trimestre MAM apresentou flutuações na velocidade do vento sem uma tendência clara de aumento ou diminuição, com o teste de Mann-Kendall não encontrando uma tendência significativa.

TABELA 12 - Teste de Tendências Sazonal com Mann-Kendall e Estatísticas Descritivas para as Sub-região 1. Fonte: Autor (2024).

Período	Trend	H	P-value	Z_{mk}	τ	Slope
DJF	increasing	True	<0.001	14.41	0.10	0.29
MAM	no trend	False	-	1.38	-	-
JJA	increasing	True	<0.001	5.24	0.03	0.10
SON	increasing	True	<0.001	7.23	0.04	0.12

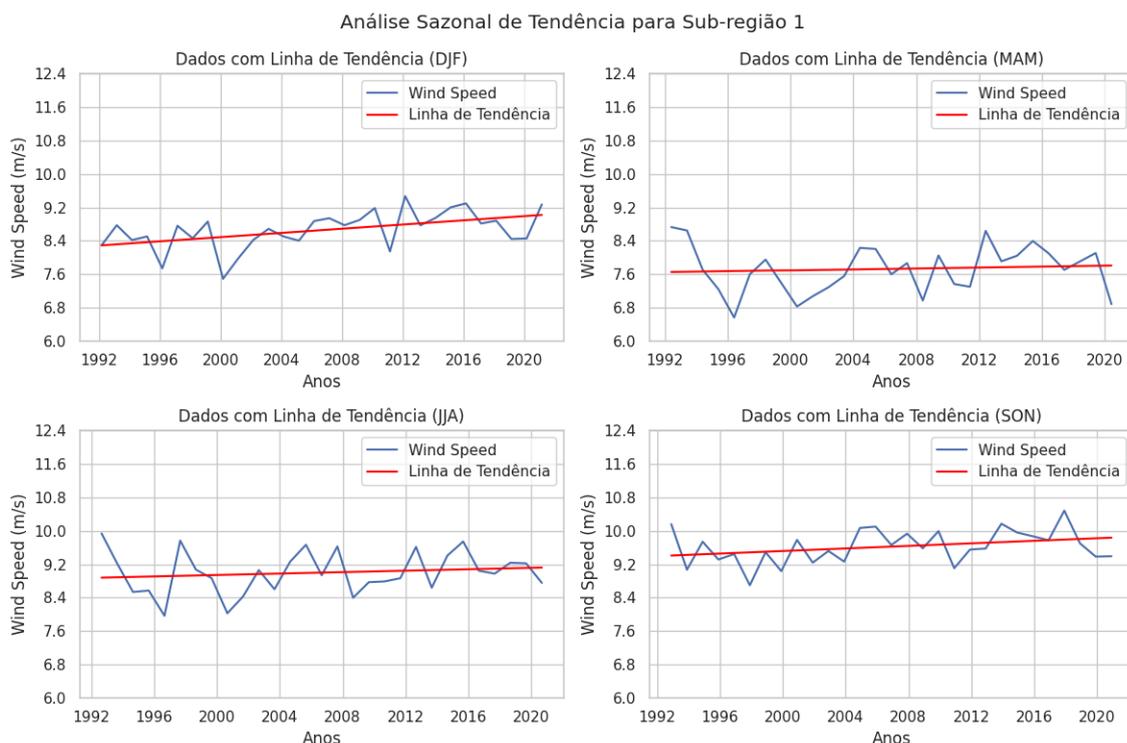


FIGURA 27 – Tendência sazonal da velocidade média do vento entre 1992 – 2020 para Sub-região 1. Fonte: Autor (2024).

5.5.3. Teste de Tendência MK: Sazonal para Sub-região 2

Similar à Tabela 12 e à Figura 27, a Tabela 13 e a Figura 28 mostram os resultados para a Sub-região 2. Através dos resultados da Tabela 13 e Figura 27, foi possível observar os mesmo padrões da Sub-região 1, onde se identificaram tendências estatisticamente significativas de aumento na velocidade do vento para os trimestres DJF, JJA e SON, enquanto o trimestre MAM não apresentou nenhuma tendência de aumento ou decaimento na velocidade média do vento. No entanto, ao comparar os resultados das sub-regiões, notou-se que a Sub-região 1 apresenta a maior tendência de aumento na estação de verão (DJF), enquanto a Sub-região 2 apresenta a maior tendência de aumento na estação de primavera (SON). Além disso, as tendências da Sub-região 2 geralmente mostram tendências mais fortes e coeficientes de inclinação mais elevados em relação a Sub-região 1, especialmente no inverno (JJA) e na primavera (SON).

TABELA 13 – Similar a Tabela 12, porém para Sub-região 2. Fonte: Autor (2024).

Período	Trend	H	P-value	Z_{mk}	τ	Slope
DJF	increasing	True	<0.001	5.88	0.14	0.01
MAM	no trend	False	-	0.82	-	-
JJA	increasing	True	<0.001	6.87	0.04	0.01
SON	increasing	True	<0.001	8.90	0.06	0.01

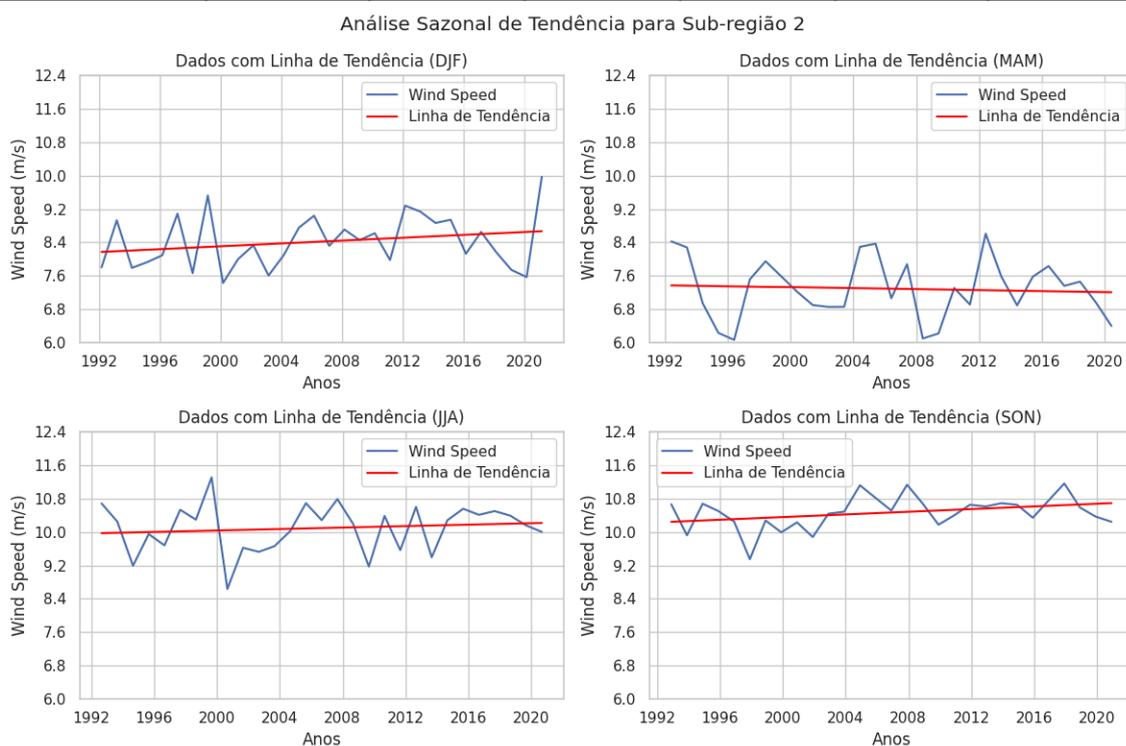


FIGURA 28 – Similar a Figura 26, porém para Sub-região 2. Fonte: Autor (2024).

5.5.4. Teste de Tendência MK: Sazonal para Litoral Nordeste Sudeste

Similar às Tabelas e Figuras anteriores, a Tabela 14 e Figura 29 apresentam os resultados para a sub-região Litoral Nordeste-Sudeste. Semelhante às outras sub-regiões, a sub-região Litoral Nordeste-Sudeste apresentou tendências maiores nos mesmos trimestres, com destaque para inverno (JJA), onde se observa a maior tendência de aumento, com o maior coeficiente de inclinação em relação às demais sub-regiões (0.0162 m/s por mês), o que corrobora com a Figura 29, onde a linha de tendência é mais acentuada.

Além disso, vale destacar que o aumento significativo na velocidade do vento durante DJF, observado nas sub-regiões 1 e 2 e no Litoral Nordeste-Sudeste, contrasta com a climatologia tradicional dessas regiões, onde as velocidades dos ventos são menos intensas. Essa mudança indica que as velocidades dos ventos, historicamente mais baixas durante DJF, estão passando por um aumento gradual ao longo do tempo. Esse contraste com os padrões climáticos históricos sugere uma alteração nas condições climáticas regionais, possivelmente impulsionadas por mudanças climáticas globais.

TABELA 14 - Similar a Tabela 13, porém para o Litoral Nordeste Sudeste. Fonte: Autor (2024).

Período	Trend	H	P-value	Z_{mk}	τ	Slope
DJF	increasing	True	<0.001	6.95	0.04	0.01
MAM	no trend	False	-	0.98	-	-
JJA	increasing	True	<0.001	6.96	0.04	0.01
SON	increasing	True	<0.001	7.56	0.05	0.01

Análise Sazonal de Tendência para Litoral Nordeste Sudeste

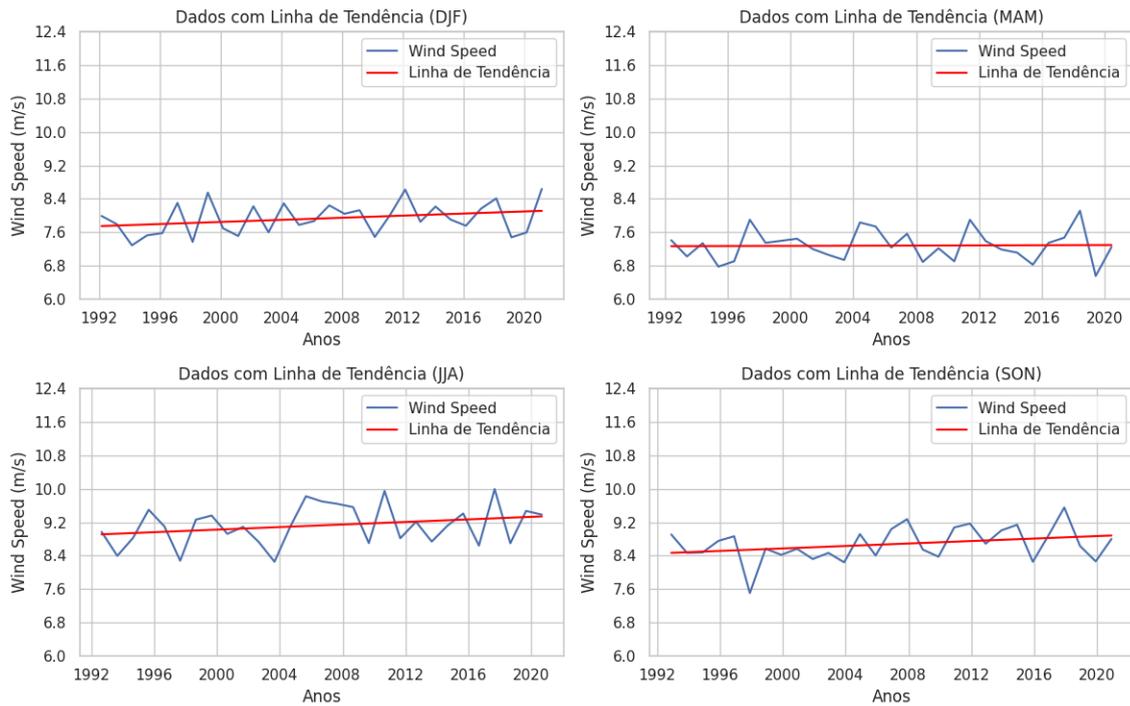


FIGURA 29 – Similar a Figura 28, porém para o Litoral Nordeste Sudeste. Fonte: Autor (2024).

5.5.5. Teste de Tendência MK: Anual

A Tabela 15 mostra resultados do teste de tendência anual utilizando Mann-Kendall e a Figura 30 mostra as tendências anuais da velocidade média do vento entre 1992 e 2020 para três sub-regiões. Os resultados indicaram um aumento da velocidade média do vento em todas as três sub-regiões (Sub-região 1, Sub-região 2 e Litoral Nordeste-Sudeste) avaliadas ao longo dos 28 anos estudados. As inclinações (Slopes) variam entre 0.0131 m/s e 0.0178 m/s por ano, indicando aumentos anuais na velocidade do vento.

TABELA 15 – Similar a Tabela 11, porém para agrupamentos anuais. Fonte: Autor (2024).

Área	Trend	H	P-value	Z_{mk}	τ	Slope
Sub-região 1	increasing	True	<0.001	16.89	0.05	0.01
Sub-região 2	increasing	True	<0.001	10.76	0.03	0.01
Litoral Nordeste Sudeste	increasing	True	<0.001	12.23	0.04	0.01

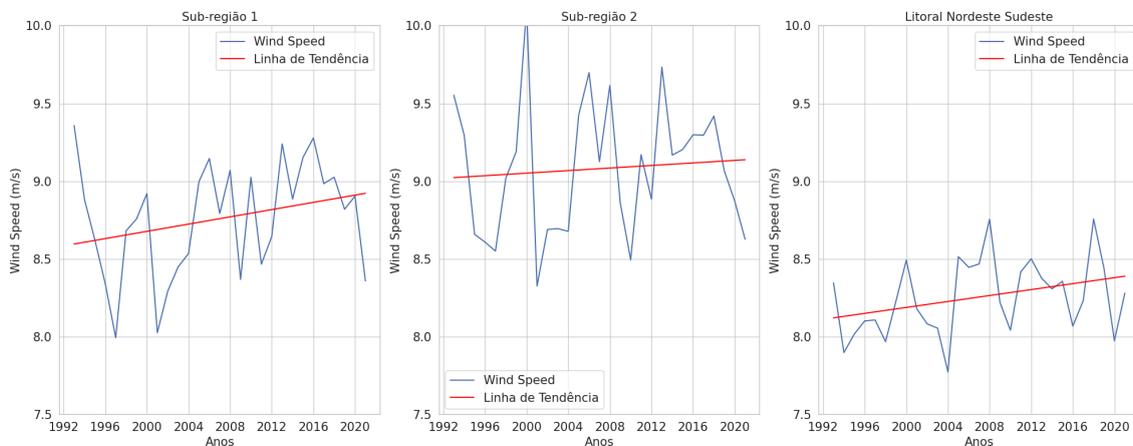


FIGURA 30 – Tendência anual da velocidade média do vento entre 1992 – 2020 para às 3 sub-regiões avaliadas. Fonte: Autor (2024).

5.6. Identificação de Áreas Aproveitáveis para Geração Eólica *Offshore*.

A Figura 31 mostra a climatologia anual da densidade de energia (W/m^2) em 100 m de altura entre os anos de 1992 e 2020, estimada com base nos dados do CMEMS (FIGURA 31a), bem como a identificação de áreas aproveitáveis com base nos critérios estabelecidos por Manwell et al. (2009) (FIGURA 31b). A Tabela 16 apresenta a área aproveitável em km^2 , considerando a ZEE.

A análise das áreas aproveitáveis para geração de energia eólica na região costeira do nordeste revela um grande potencial, especialmente na costa norte, onde a densidade de potência eólica atinge valores superiores a $700 W/m^2$ (FIGURA 31a). Essa área, que abrange os estados do Maranhão, Piauí e Ceará, destaca-se como um local promissor para a implantação de parques eólicos, conforme indicado pela classificação

de "Excelente" na densidade de potência. Além disso, a maior parte das áreas classificadas como "Muito Bom" e "Adequado" está distribuída ao longo da costa nordeste, evidenciando a viabilidade econômica da exploração eólica nessa região (FIGURA 31b).

A Tabela 16 que apresenta áreas aproveitáveis, e que quantifica as extensões de áreas em milhares de quilômetros quadrados, destaca que a maior parte do território é classificada como "Muito Bom" (1349 mil km²) e "Adequado" (522 mil km²), enquanto apenas 23 mil km² são classificados como "Excelente". No entanto, a fraca presença das áreas classificadas como "Viável Economicamente" (apenas 4 mil km²) indica que a maioria das regiões com potencial para geração eólica se encontra em áreas de maior densidade de potência. Isso reforça a importância de focar em regiões com classificações superiores para otimizar a eficiência e a rentabilidade dos projetos de energia eólica.

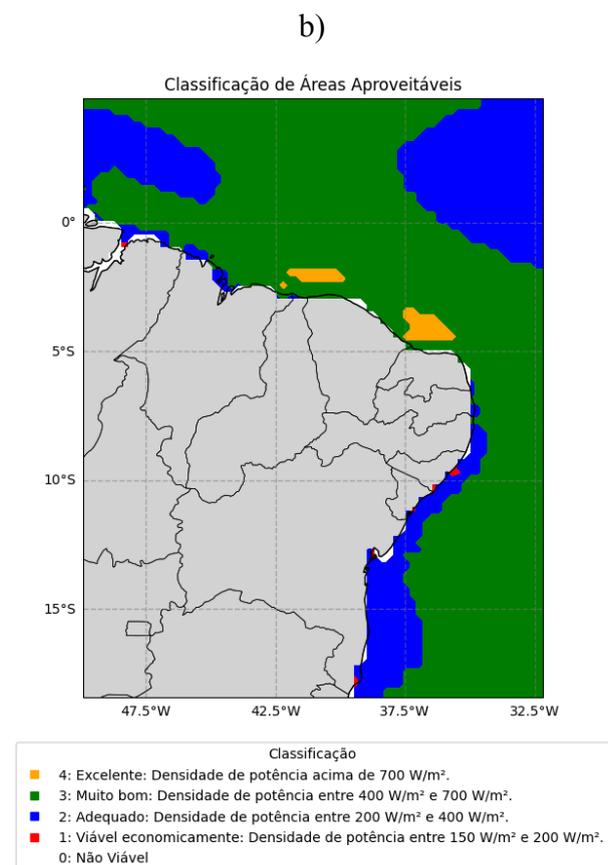
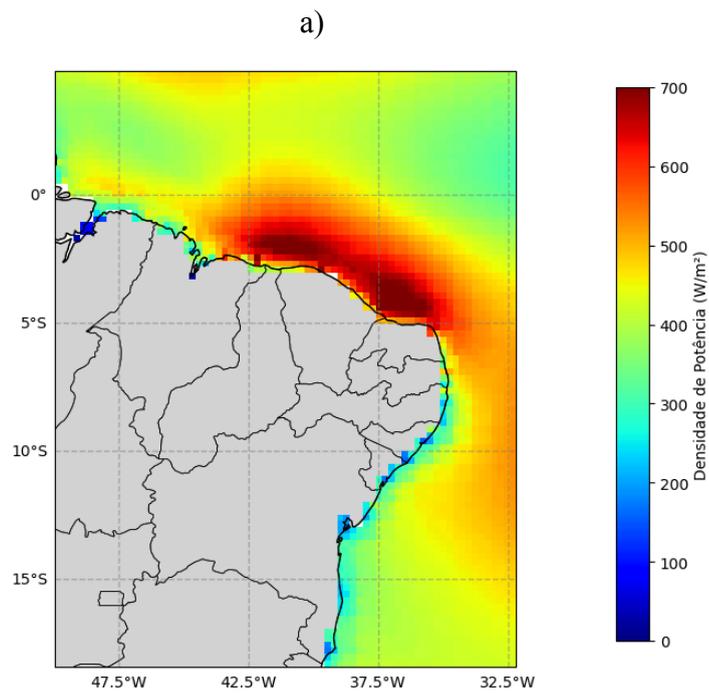


FIGURA 31 – Climatologia anual da densidade de energia (PD) (W/m²) a 100 m entre o período de 1992 e 2020 estimada com dados do CMEMS (a) e identificação de áreas aproveitáveis (b). Fonte: Autor (2024).

TABELA 16 – Área aproveitável considerando a ZEE de acordo com os critérios de classificação, estimados em km². Fonte: Autor (2024).

Faixa de Classificação	Área Aproveitável (1000 km²)
1	4
2	522
3	1349
4	23
Total	1898

A Tabela 17 apresenta o cálculo de área aproveitável considerando 100 km distantes da costa e o potencial (GW) de geração em cada sub-região, por faixa de classificação. Para estimar o potencial de geração nas áreas consideradas aproveitáveis, foram utilizadas as premissas de taxa de ocupação de 3.75 MW/km², conforme considerado no Atlas Eólico da Bahia (Santos et al., 2013).

Os resultados da Tabela 17 indicaram que existe um grande potencial, principalmente nas regiões Sub-região 2 e Litoral Nordeste-Sudeste. A Faixa 3, classificada como "Muito Bom", destaca-se com a maior extensão de área (710 mil km²) e um potencial total de 2661 GW, indicando que essas áreas são altamente favoráveis para a instalação de parques eólicos *offshore*. Em contraste, a Faixa 4, considerada "Excelente", possui uma área menor (24 mil km²), mas com um significativo potencial de 89 GW, concentrado principalmente na Sub-região 2.

Ainda de acordo com a Tabela 17, observa-se que a maior parte das áreas aproveitáveis está na faixa "Muito Bom", totalizando 1349 mil km², seguida pela faixa "Adequado", com 522 mil km². As áreas classificadas como "Viável Economicamente" são limitadas, representando apenas 4 mil km² com um potencial de 15 GW, localizadas exclusivamente na sub-região Litoral Nordeste-Sudeste. Dessa forma, o potencial total de geração eólica atinge 3045 GW, distribuído em uma área de 813 mil km², indicando um alto potencial de geração eólica *offshore* no Nordeste do Brasil.

TABELA 17 - Área aproveitável considerando 100 km longe da Costa e o potencial de geração (P) em cada sub-região. Fonte: Autor (2024).

Faixa de Classificação	Área Aproveitável (1000 km ²)			Potencial (GW)		
	Sub1	Sub2	NorSde	Sub1	Sub2	NorSde
1	0	0	4	0	0	15
2	21	29	25	79	108	93
3	130	330	250	487	1237	937
4	2	22	0	7	82	0
Total	153	381	279	573	1427	1045
	813			3045		

*NorSde: Litoral Nordeste Sudeste

*Sub1: Sub-região 1

*Sub2: Sub-região 2

5.7. Análise de caso.

5.7.1. Estimativa de densidade de energia pontual.

Os resultados obtidos até o momento indicam que as estimativas das reanálises CMEMS para velocidade do vento são consistentes com as estatísticas das estações de referência. O recurso eólico calculado na área-alvo de Fortaleza compreende o local onde estão em fase de licenciamento ambiental projetos eólicos *offshore*, como o Parque Eólico *Offshore* Caucaia Parazinho – Iparana (EPE, 2020). Dessa forma, a densidade de energia a 100 de altura foi calculada com base nas estimativas do CMEMS e nos dados da boia. A Tabela 18 mostra a densidade de energia na altura da boia de Fortaleza, onde é possível observar uma fraca subestimativa da densidade de energia pelo CMEMS. Apesar do viés, o valor subestimado é consistente com trabalhos anteriores baseados em observações *in situ* e reanálises (PIMENTA et al., 2008; ORTIZ e KAMPEL, 2011; SILVA et al., 2017).

TABELA 18 – Comparação da densidade de energia média (E) nos locais de estudo na altura de 100 metros. Fonte: Autor (2024).

Estação	Boia	CMEMS
Fortaleza	497	420

5.7.2. Estimativa de Geração/ Produção.

Além da estimativa pontual de densidade de energia, foram estimados os valores de geração utilizando dados horários de velocidade do vento do CMEMS. Esses dados foram calculados com base na curva de potência do aerogerador Senvion/Repower – S126/6150 (ALLEN et al., 2020), que descreve a relação entre a velocidade do vento e a potência gerada, considerando os regimes de operação: sem geração abaixo da velocidade de corte inicial, aumento da potência proporcional ao cubo da velocidade até a potência nominal, estabilidade na potência nominal, e desligamento acima da velocidade de corte final por segurança. Este modelo, com capacidade de 6 MW por aerogerador, segue os padrões do projeto em fase de licenciamento ambiental em Fortaleza, onde estão previstos 48 aerogeradores (FIGURA 32).

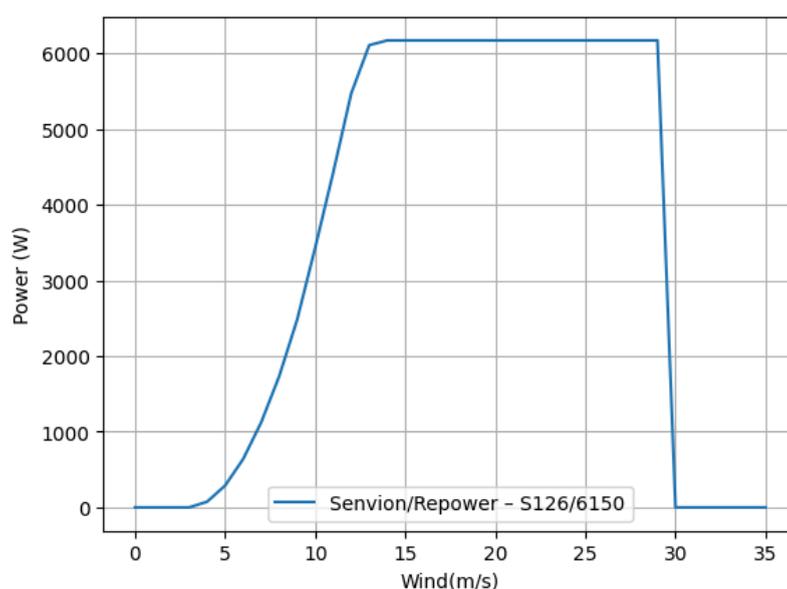


FIGURA 32 – Curva de potência do aerogerador Senvion/Repower – S126/6150. Fonte: Autor (2024).

A Figura 33 mostra o heatmap da variação mensal e anual da geração acumulada de energia eólica no Parque Eólico *Offshore* Caucaia Parazinho – Iparana em Fortaleza, entre 1992-2020. Observou-se uma tendência de alta geração nos meses de julho a outubro, com valores frequentemente excedendo 25 GW. Em contraste, os meses de janeiro a abril apresentam uma geração mais baixa, entre 5 GW e 15 GW, destacando

a importância de considerar essas variações sazonais no planejamento do primeiro parque eólico *offshore* do Brasil.

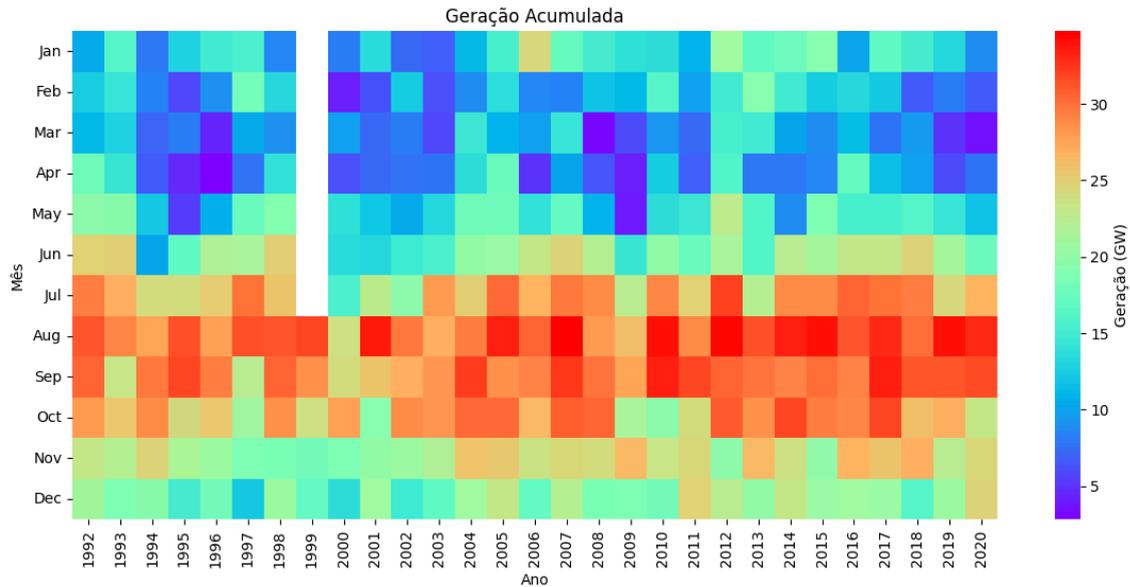


FIGURA 33 – Variação Mensal e Anual da Geração Acumulada de Energia Eólica offshore no Parque Eólico *Offshore* Caucaia Parazinho – Iparana em Fortaleza entre 1992-2020. Fonte: Autor (2024).

5.7.3. Impactos de ENOS na Geração Eólica *Offshore*.

A Tabela 19 apresenta uma análise das anomalias de geração de energia eólica *offshore* durante eventos de El Niño, classificados com diferentes intensidades: fraco, moderado, forte e muito forte. A comparação entre a geração média esperada para o período e a geração estimada mostra que durante os eventos de El Niño fraco (2004-05, 2006-07, 2014-15 e 2018-19), a geração de energia eólica estimada superou as projeções médias, variando de 25,62 GW a 30,28 GW, sugerindo que mesmo El Niños fracos podem aumentar a produção de energia eólica. Nos eventos moderados (1994-95, 2002-03 e 2009-10), a geração estimada também foi consistentemente maior que a projetada, especialmente em 2002-03. Durante os El Niños fortes e muito fortes (1991-92, 1997-98 e 2015-16), a discrepância entre as projeções médias e a geração estimada foi ainda maior, com a estimativa superando significativamente as médias esperadas, reforçando o impacto positivo desses eventos climáticos na geração de energia eólica *offshore*.

TABELA 19 – Anomalia de Geração sob efeitos de El Niño. Fonte: Autor (2024).

El Niño (10 eventos)	Geração Média Esperada (GW)	Geração Estimada (GW)
Fraco		
2004-05	14.39	25.62
2006-07	14.39	25.81
2014-15	14.39	26.19
2018-19	26.37	30.28
Moderado		
1994-95	10.63	14.51
2002-03	14.39	21.33
2009-10	10.63	13.05
Forte		
1991-92	26.37	30.27
Muito Forte		
1997-98	10.63	14.78
2015-16	26.37	30.93

Similar a Tabela 19, a Tabela 20 apresenta resultados para eventos de La Niña, classificados com diferentes intensidades: fraco, moderado e forte. Observou-se que, durante eventos de La Niña fraco (2000-01, 2005-06, 2008-09 e 2016-17), a geração de energia eólica foi geralmente inferior à média esperada, exceto em 2008-09, onde a diferença foi mínima. Nos eventos moderados (1995-96, 2011-12 e 2020-21), a geração também ficou abaixo do esperado, com quedas significativas, principalmente em 2020-21. Durante os eventos de La Niña forte (1998-99, 1999-00, 2007-08 e 2010-11), a diferença foi ainda maior, com a geração sendo consistentemente menor que a projetada. Esses padrões sugerem que o fenômeno La Niña, independentemente de sua intensidade, tende a reduzir a eficiência da geração de energia eólica *offshore*.

TABELA 20 – Similar a Tabela 19, porém para efeitos La Niña. Fonte: Autor (2024).

La Niña (13 eventos)	Geração Média Esperada (GW)	Geração Estimada (GW)
Fraco		
2000-01	10.63	9.04
2005-06	25.17	14.04
2008-09	26.37	25.33
2016-17	10.63	9.64
Moderado		
1995-96	10.63	9.01
2011-12	10.63	9.35
2020-21	25.17	12.34
Forte		
1998-99	10.63	10.28
1999-00	10.63	7.45
2007-08	25.17	13.13
2010-11	10.63	9.35

6. Conclusões

A análise dos dados das reanálises do CMEMS foi selecionada para avaliar os recursos eólicos *offshore* e caracterizar a altura das ondas e velocidade do vento em áreas oceânicas ao longo da costa leste do Nordeste. O conjunto de dados do CMEMS foi escolhido por apresentar resolução temporal e espacial adequadas para realizar estas análises, especialmente em áreas costeiras. Embora as reanálises atualmente apresentem bom desempenho em diversas regiões do mundo e em diferentes aplicações, seu potencial para estudos relacionados à energia permanece subexplorado no Brasil, principalmente no Nordeste.

Diante do grande desafio de preencher lacunas e ausências de dados, especialmente em regiões oceânicas, abordou-se esse problema utilizando dados de reanálises em áreas próximas aos locais de referência, uma vez que estes dados estão disponíveis em pontos de grades. Os resultados demonstraram que ambas as variáveis avaliadas foram bem representadas através do CMEMS.

A análise das velocidades do vento ao longo do ano na região do Atlântico Tropical Sul, com base nos dados do CMEMS, revelou uma clara variabilidade sazonal e mensal, com implicações significativas para o potencial de geração de energia eólica *offshore*. As maiores velocidades de vento ocorrem nos meses de junho a outubro nas

áreas costeiras do litoral norte do Nordeste, indicando um período altamente favorável para a exploração eólica. Em contraste, os meses de janeiro a abril apresentam velocidades significativamente menores, sugerindo uma menor eficiência na produção de energia eólica nesse período.

Além disso, os resultados indicaram uma significativa variabilidade na velocidade do vento na região nordeste do Brasil durante os eventos de El Niño e La Niña, com as anomalias variando conforme a intensidade dos eventos. Durante os El Niños, predominam anomalias positivas na velocidade do vento, especialmente em eventos fortes e muito fortes, enquanto durante os eventos de La Niña, há uma tendência de anomalias negativas, com maior intensidade em eventos fortes. Esses padrões são consistentes com estudos anteriores, embora o presente trabalho tenha identificado anomalias mais intensas, possivelmente devido às diferenças na base de dados utilizada, ressaltando a importância de considerar diferentes fontes de dados na análise climática.

O teste de tendência revelou um aumento gradual e significativo nas velocidades médias do vento nas sub-regiões 1, 2 e no Litoral Nordeste-Sudeste entre 1992 e 2020, com variações sazonais e mensais distintas. Os resultados mostraram tendências significativas de aumento nas velocidades do vento, principalmente nos trimestres DJF (Dezembro-Janeiro-Fevereiro) e JJA (Junho-Julho-Agosto), o que contrasta com a climatologia histórica da região, sugerindo uma possível influência de mudanças climáticas globais. As sub-regiões 1 e 2 apresentaram as condições mais favoráveis para a geração de energia eólica *offshore*, com velocidades mais altas e maior variabilidade ao longo do ano, enquanto o Litoral Nordeste-Sudeste, embora com menores velocidades, também mostrou tendência de aumento, principalmente no inverno.

O potencial para geração de energia eólica na costa nordeste do Brasil é bastante elevado, principalmente nas regiões do Maranhão, Piauí e Ceará, onde a densidade de potência eólica atinge mais de 700 W/m^2 , classificando essas áreas como "Excelente". A análise também destacou que a maior parte do território é classificada como "Muito Bom" e "Adequado", abrangendo vastas áreas.

No estudo de caso utilizando uma localização *offshore* próximo de Fortaleza, foi observado um elevado potencial para a geração de energia eólica *offshore*, com uma estimativa consistente de densidade de energia, apesar da leve subestimativa nos dados

do CMEMS. A geração de energia é significativamente maior nos meses de julho a outubro e menor entre janeiro e abril, evidenciando a necessidade de um planejamento que considere essas variações sazonais. Além disso, os impactos de eventos climáticos como El Niño e La Niña são determinantes: El Niño tende a aumentar a produção de energia, enquanto La Niña reduz a eficiência da geração.

Dessa forma, esses fatores climáticos devem ser cuidadosamente integrados no planejamento e operação dos parques eólicos *offshore* para otimizar a produção ao longo do ano. Esses resultados contribuem principalmente com questões relacionadas à logística e monitoramento *offshore*, uma vez que existe fraca densidade de dados de bóias no oceano.

6.1. Trabalhos Futuros

- **Análise Comparativa de Modelos de Reanálise:** Investigar a precisão de diferentes modelos de reanálise na estimativa da densidade de energia eólica, comparando-os com medições *in situ* em várias regiões costeiras.
- **Impacto das Mudanças Climáticas na Geração Eólica *offshore*:** Estudar as projeções de mudanças climáticas e seus possíveis efeitos na variabilidade e potencial da geração de energia eólica na costa nordeste do Brasil.
- **Avaliação Econômica de Parques Eólicos *offshore* Durante Eventos ENOS:** Analisar a viabilidade econômica de projetos eólicos *offshore* considerando os impactos de El Niño e La Niña, com foco na previsão de produção e estratégias de mitigação.
- **Integração de Energia Eólica *offshore* com Outras Fontes Renováveis:** Explorar a integração da geração eólica *offshore* com outras fontes de energia renovável, como solar e hidrelétrica, para garantir um fornecimento de energia mais estável e diversificado.
- **Modelagem de Resposta de Curto Prazo a Eventos Climáticos Extremos:** Desenvolver modelos para prever a resposta operacional dos parques eólicos *offshore* durante eventos climáticos extremos, garantindo a segurança e eficiência da geração de energia.

Referências

ADAMI, V. S.; JÚNIOR, J. A. V. A.; SELBITTO, M. A.. Regional industrial policy in the wind energy sector: The case of the State of Rio Grande do Sul, Brazil. **Energy Policy**, v. 111, p. 18-27, 2017.

ALLEN, C. **Definition of the UMaine VoltturnUS-S reference platform developed for the IEA wind 15-megawatt offshore reference wind turbine. National Renewable Energy Lab.(NREL)**, Golden, CO (United States); Univ. of Maine, Orono, ME (United States), 2020.

AMADA, J. M.; MORENO, M. P. C. **Reactive power injection strategies for wind energy regarding its statistical nature**. In: Sixth International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms, Delft, 2006.

AMARANTE, O. A. C.; BROWER, M.; ZACK, J.; SÁ, A. L. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (2001). Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/>> . Acesso em: 15 de junho de 2020.

ANDRADE, A. R., MELO, V. F. M. B., LUCENA, D. B., & ABRAHÃO, R.. Wind speed trends and the potential of electricity generation at new wind power plants in Northeast Brazil. **Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering**, v. 43, n. 4, p. 1-11, 2021.

AOUF, L., DALPHINET, A., LAW-CHUNE, S., DRILLET, Y., & HUSSON, R. The upgraded global CMEMS-MFC waves system: improvements and efficiency for ocean/waves coupling. In: **EGU General Assembly Conference Abstracts**, 2018.

Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica). Dados. Disponível em: <<http://abeeolica.org.br/dados-abeeolica/>>. Acesso em: 20 de janeiro de 2021.

Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica). Dados. Disponível em: <<http://abeeolica.org.br/dados-abeeolica/>>. Acesso em: 15 de Setembro de 2020.

BEITER, P. C.; TIAN, T.; NUNEMAKER, J.; MUSIAL, W. D.; LANTZ, E. J.; GEVORGIAN, V., SPITSEN, P. **2017 offshore wind technologies market update**.

National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2018. Web. doi:10.2172/1477162.

BENTAMY, A. **Product User Manual For Wind product WIND_GLO_WIND_L4_REP_OBSERVATIONS_012_006**. EU Copernicus Marine Service - PUBLIC: Marine Copernicus, dezembro de 2018, p. 26, 2018.

BEZERRA, F. D.. Energia eólica no Nordeste. 2019. Caderno setorial Banco do Nordeste, ano 4, n. 66, 2019

BRANNSTROM, C., GORAYEB, A., DE SOUSA MENDES, J., LOUREIRO, C., DE ANDRADE MEIRELES, A. J., DA SILVA, E. V. OLIVEIRA, R. F. Is Brazilian wind power development sustainable? Insights from a review of conflicts in Ceará state. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 67, p. 62-71, 2017.

BRANNSTROM, C., GORAYEB, A., DE SOUZA, W. F., LEITE, N. S., CHAVES, L. O., GUIMARÃES, R., & GÊ, D. R. F. Perspectivas geográficas nas transformações do litoral brasileiro pela energia eólica. **Rev. Brasileira de Geografia**, v. 63, p. 3-28, 2018.

BRITO, L. S. **Análise do Vento sobre o Nordeste do Brasil na reanálise centenária ERA-20C: Variabilidade Interanual e Extremos**. 88p. Dissertação (Mestrado em Ciências). Universidade de São Paulo, São Paulo, 2018.

CARVALHO, D.; ROCHA, A.; GÓMEZ-GESTEIRA, M.; SANTOS, C. S. Offshore wind energy resource simulation forced by different reanalyses: Comparison with observed data in the Iberian Peninsula. **Applied Energy**, v. 134, p. 57-64, 2014.

CAVALCANTI, E., BARBOSA DA SILVA, B., RODRIGUES DA SILVA, V. D. P., & CHAVES FILHO, J. B.. Variabilidade da Velocidade do Vento e Influências Oceânicas: Uma Abordagem Para Fins de Geração de Energia Elétrica no Nordeste do Brasil. **Anuario do Instituto de Geociencias**, v. 43, n. 1, 2020.

CHUNE, S L., AOUF, L.; DALPHINET, A.; LEVIER, B.; DRILLET, Y. **WAVERYS: A CMEMS global wave reanalysis during the altimetry period**. In: EGU General Assembly Conference Abstracts, held online, 2020b.

CHUNE, S. L.; AOUF, L.; BRUNO, L.; DALPHINET, A. Global High Resolution Production Centre For Wave product GLOBAL_REANALYSIS_WAV_001_032. EU Copernicus Marine Service - PUBLIC: Marine Copernicus, junho de 2020, p. 48, 2020a.

CARROLL, J., MCDONALD, A., DINWOODIE, I., MCMILLAN, D., REVIE, M., & LAZAKIS, I. Availability, operation and maintenance costs of offshore wind turbines with different drive train configurations. **Wind Energy**, v. 20, n. 2, p. 361-378, 2017.

DIÓGENES, J. R F.; CLARO, J.; RODRIGUES, J. C.. Barriers to onshore wind farm implementation in Brazil. **Energy Policy**, v. 128, p. 253-266, 2019.

DONG, L.; LIO, W. H.; MENG, F.. Wake position tracking using dynamic wake meandering model and rotor loads. **Journal of Renewable and Sustainable Energy**, v. 13, n. 2, p. 023301, 2021.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Roadmap Eólica Offshore Brasil (2020). Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/>>. Acesso em: 15 de Maio de 2021.

EMPRESA PÚBLICA DE PESQUISA ENERGÉTICA EPE. Potencial dos recursos energéticos no horizonte 2050 (2018). (NOTA TÉCNICA PR 04/18). Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/>>. Acesso em: 27 de Fevereiro de 2021.

GADAD, S.; DEKA, P. C. Offshore wind power resource assessment using Oceansat-2 scatterometer data at a regional scale. **Applied Energy**, v. 176, p. 157-170, 2016.

GGWEATHER- El Niño and La Niña Years and Intensities. Disponível em: <<http://ggweather.com/enso/oni.htm>>. Acesso em: 25 de março de 2021.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL (GWEC). Global Wind report .Disponível em: < <http://www.gwec.net/> >. Acesso em: 18 DE Fevereiro 2020.

GOMES, H. B., AMBRIZZI, T., HERDIES, D. L., HODGES, K., & PONTES DA SILVA, B. F. Easterly wave disturbances over Northeast Brazil: an observational analysis. **Advances in Meteorology**, v. 2015.

GORAYEB, A.; BRANNSTROM, C. Caminhos para uma gestão participativa dos recursos energéticos de matriz renovável (parques eólicos) no nordeste do Brasil. **Mercator (Fortaleza)**, v. 15, n. 1, p. 101-115, 2016.

HERSBACH, H.; DEE, D. J. E. N. ERA5 reanalysis is in production. **ECMWF newsletter**, v. 147, n. 7, p. 5-6, 2016.

IEA. Technical Report Offshore Wind Outlook (2019). Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/offshore-wind-outlook-2019>>. Acesso em: 25 de março de 2021

Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). População do Brasil. Disponível em: <<https://censo2010.ibge.gov.br/noticias-censo.html>>. Acesso em: 30 de setembro de 2020.

JIANG, D.; ZHUANG, D.; HUANG, Y.; WANG, J.; & FU, J. Evaluating the spatio-temporal variation of China's offshore wind resources based on remotely sensed wind field data. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 24, p. 142-148, 2013.

JONG, P., DARGAVILLE, R., SILVER, J., UTEMBE, S., KIPERSTOK, A., & TORRES, E. A. Solar and wind energy production in relation to the electricity load curve and hydroelectricity in the northeast region of Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 23, p. 526-535, 2013.

JONG, P., KIPERSTOK, A., SÁNCHEZ, A. S., DARGAVILLE, R., & TORRES, E. A. Integrating large scale wind power into the electricity grid in the Northeast of Brazil. **Energy**, v. 100, p. 401-415, 2016.

JONG, P., DARGAVILLE, R., SILVER, J., UTEMBE, S., KIPERSTOK, A., & TORRES, E. A. Forecasting high proportions of wind energy supplying the Brazilian Northeast electricity grid. **Applied Energy**, v. 195, p. 538-555, 2017.

JUÁREZ, A. A., ARAÚJO, A. M., ROHATGI, J. S., OLIVEIRA, O. D. Q. Development of the wind power in Brazil: Political, social and technical issues. **Renewable and sustainable energy reviews**, v. 39, p. 828-834, 2014.

KAMPSTRA, P. Beanplot: A boxplot alternative for visual comparison of distributions. **Journal of statistical software**, v. 28, n. 1, p. 1-9, 2008.

KANG, J., MAO, R., CHANG, Y., & FU, H. Comparative analysis of significant wave height between a new Southern Ocean buoy and satellite altimeter. **Atmospheric and Oceanic Science Letters**, p. 100044, 2021.

Kendall, M. G. Rank correlation measures . London: **Charles Griffin**,1975

KOVALSKI, M. L. Variabilidade de alta frequência da velocidade do vento próximo à superfície no Nordeste do Brasil: clima presente e tendências futuras. 2023. **Tese (Doutorado)** – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2023.

LE TRAON, P. Y.; REPPUCCI, A.; ALVAREZ, E.; AOUF, L.; BEHRENS, A.; BELMONTE, M.; BENKIRAN, M. From observation to information and users: the Copernicus Marine Service perspective. **Frontiers in Marine Science**, v. 6, p. 234, 2019.

LEME, A. A. O setor elétrico brasileiro entre as transformações contemporâneas: o caso da crise elétrica em 2001. **REVISTA CRÍTICA E SOCIEDADE**, v. 8, n. 1, p. 4-34, 2018.

LI, X.; MITSOPOULOS, P.; YIN, Y; PEÑA, M. SARAL-Altika Wind and Significant Wave Height for Offshore Wind Energy Applications in the New England Region. **Remote Sensing**, v. 13, n. 1, p. 57, 2021.

LIMA, D. K. S. D., LEÃO, R. P. S., MELO, F. D. C., SAMPAIO, R. F., & SANTOS, A. C. S. D. . Estimativa dos recursos eólicos offshore do Estado do Ceará no Brasil. **Energia renovável** , v. 83, p. 203-221, 2015.

LIMA, D. K. S. Modelagem de alta resolução para estimativa do potencial eólico offshore da costa do Ceará. 2015. 160 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica)-Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2015.

LIMA, D K.; LEÃO, R. P. S.; MELO, F. D. C.; SAMPAIO, R. F.; SANTOS, A. C. S. Recurso eólico offshore - estudos de caso no Ceará. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, VIII, 01 a 05 jun. Fortaleza, Ceará, Brasil, 2020.

LIRA, M. A. T., MOITA, J. M., LOIOLA, J. V. L. D., SILVA, E. M. D., & ALVES, J. M. B. Caracterização do regime de ventos no Piauí para o aproveitamento de energia eólica. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 32, n. 1, p. 77-88, 2017.

LUCENA, A. F. P., SZKLO, A. S., SCHAEFFER, R., & DUTRA, R. M. The vulnerability of wind power to climate change in Brazil. **Renewable Energy**, v. 35, n. 5, p. 904-912, 2010.

Mann, H. B. Nonparametric tests against trend. **Econometrica**, n. 13, p.245–259, 1945.

MANWELL, J.; MCGOWAN, J.; ROGERS, A. Wind energy explained: theory, design and application. United Kingdom:Wiley, 2009.

MARTINS, E.; MAGALHÃES, A. R. A seca de 2012-2015 no Nordeste e seus impactos. **Parcerias Estratégicas**, v. 20, n. 41, p. 107-128, 2016.

NEIVA, O. A .C.; DUTRA, R. M.; MELO, S. R. F. C.; GUEDES, V. G.; CABRERA, A. A. M.; ALMEIDA, W. G.; BRAZ, R. O. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro: Simulações 2013 (2017). Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL. Disponível em:

<https://www.observatoriodocarvao.org.br/wp-content/uploads/2020/01/Novo-Atlas-do-Potencial-Eolico-Brasileiro-SIM_2013.pdf> . Acesso em: 20 de junho de 2020.

NUNES, H. M. P. **Avaliação do potencial eólico ao largo da costa nordeste do Brasil**. 119p. Dissertação (Mestrado em Geociências Aplicadas). Universidade de Brasília, Brasília, 2012.

OH, K. Y.; KIM, J. Y.; LEE, J. K.; RYU, M. S.; LEE, J. S. An assessment of wind energy potential at the demonstration offshore wind farm in Korea. **Energy**, v.46, n.1, p. 555-563, 2012.

OLIVEIRA, J. L.; COSTA, A. A. Estudo de variabilidade do vento em escala sazonal sobre o nordeste Brasileiro utilizando o RAMS: os casos de 1973-1974 e 1982-1983. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 26, n. 1, p. 95-108, 2011.

Operador Nacional do Sistema Elétrico do Brasil (ONS). Histórico de Operação. Disponível em:

<<http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/>>.

Acesso em: 20 de junho de 2020.

Operador Nacional do Sistema Elétrico do Brasil (ONS). Histórico de Operação.

Disponível em:

<<http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/>>.

Acesso em: 25 de Fevereiro de 2021.

ORTIZ, G.; KAMPEL, M. Potencial de energia eólica offshore na margem do Brasil. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE OCEANOGRAFIA, 5p., Santos/SP. **Anais**. Santos/SP: Instituto Oceanográfico da Universidade de São Paulo, 2011.

PEREIRA, E. B. Segurança energética: perspectivas no enfrentamento às mudanças climáticas globais. In: Conferência Internacional do INCT para Mudanças Climáticas. São Paulo, 28 a 30 de setembro de 2016. [Apresentação].

PEREIRA, E.; PES, M., SEGUNDO, E., LYRA, A.. The impacts of global climate changes on the wind power density in Brazil. **Renewable energy**, v. 49, p. 107-110, 2013.

PÉREZ, C. C.; GREAVES, D.; IGLESIAS, G. A review of combined wave and offshore wind energy. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 42, p. 141-153, 2015.

PES, M. P., PEREIRA, E. B., MARENGO, J. A., MARTINS, F. R., HEINEMANN, D., & SCHMIDT, M. Climate trends on the extreme winds in Brazil. **Renewable Energy**, v. 109, p. 110-120, aug. 2017.

PIMENTA, F.; ASSIREU, A. Simulating reservoir storage for a wind-hydro hybrid system. **Renewable Energy**, v. 76, p. 757-767, 2015.

PIMENTA, F.; KEMPTON, W.; GARVINE, R. Combining meteorological stations and satellite data to evaluate the offshore wind power resource of Southeastern Brazil. **Renewable Energy**, v. 33, n. 11, p. 2375-2387, 2008.

PONTES, J. D., SOUZA, F. D. A., MARTINS, E. S. P. R., & STUDART, T. M. D. C. Copula-Based Multivariate Frequency Analysis of the 2012–2018 Drought in Northeast Brazil. **Water**, v. 12, n. 3, p. 834, 2020.

- PRYOR, S. C.; BARTHELMIE, R. J. Comparison of potential power production at on-and offshore sites. **Wind Energy: An International Journal for Progress and Applications in Wind Power Conversion Technology**, v. 4, n. 4, p. 173-181, 2001.
- REBOITA, M. S., DA ROCHA, R. P., DE SOUZA, M. R., & LLOPART, M. Extratropical cyclones over the southwestern South Atlantic Ocean: HadGEM2-ES and RegCM4 projections. **Royal Meteorological Society**, v. 38, n. 6, p. 2866-2879, 2018.
- REBOITA, M.; KRUSCHE, N.; PICCOLI H.. Climate variability in Rio Grande, RS, Brazil: A quantitative analysis of contributions due to atmospheric systems. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 21, n. 2, p. 256-270, jun. 2006.
- REBOITA, M. S., GAN, M. A., ROCHA, R. P. D., & AMBRIZZI, T. Regimes de precipitação na América do Sul: uma revisão bibliográfica. **Revista brasileira de meteorologia**, v. 25, p. 185-204, 2010.
- REIS, M. M.; MAZETTO, B. M.; SILVA, E. C. Economic analysis for implantation of an offshore wind farm in the Brazilian coast. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 43, p. 100955, 2021.
- RIBAL, A.; YOUNG, I. R. 33 years of globally calibrated wave height and wind speed data based on altimeter observations. **Scientific data**, v. 6, n. 1, p. 1-15, 2019.
- SANTOS, A. T. S.; SILVA, C. M. Seasonality, interannual variability, and linear tendency of wind speeds in the Northeast Brazil from 1986 to 2011. **The Scientific World Journal**, v. 2013, 2013.
- SANTOS, Alex Álisson Bandeira (Org) et al. Atlas eólico Bahia. Salvador: SECTI - SEINFRA – CIMATEC – SENAI, 2013. 96p.
- SILVA, A. M J. **Potencial Eólico Offshore no Brasil: Localização de Áreas Nobres através de Análise Multicritério**. 102p. Dissertação (Mestrado em planejamento Energético). Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2019.
- SILVA, A. R.; PIMENTA, F. M.; ASSIREU, A. T.; SPYRIDES, M. H. C.. Complementarity of Brazil' s hydro and offshore wind power. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 56, p. 413-427, 2016.

SILVA, B. B.; ALVES, J. J.; CAVALCANTI, E. P.; DANTAS, R. T. Potencial eólico na direção predominante do vento no Nordeste brasileiro. **Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental**, v. 6, p. 431-439, 2002.

SILVA, F. F.. Potencial eólico do Nordeste Brasileiro. 80p. Trabalho de Conclusão de Curso (Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Campina Grande, Campina Grande. 2015

SILVA, G. J. F.; SEVERO, T. E. A. Potencial/Aproveitamento de Energia Solar e Eólica no Semiárido Nordestino: Um Estudo de Caso em Juazeiro–BA nos Anos de 2000 a 2009 (Potencial/Usage of Wind and Solar Energy in the Northeastern Semi-arid: A Study in Juazeiro-BA Between 2000 and 2009). **Revista Brasileira de Geografia Física**, v. 5, n. 3, p. 586-599, 2012.

SILVA, G. K.; SANTOS, A. C. S.; DA SILVA, M. V. M.; BRABO, J. M.; BARROS, A. C.; OLIVEIRA, C.; SOMBRA, S. S. Estudo dos Padrões de Ventos Offshore no Litoral do Ceará Utilizando Dados Estimados pelo Produto de Satélites BSW. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 32, n. 4, p. 679-690, 2017.

SILVA, G. R.. **Características de vento da Região Nordeste : análise, modelagem e aplicações para projetos de centrais eólicas**. 141p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica), Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2003.

SOUKISSIAN, T. H.; PAPADOPOULOS, A. Effects of different wind data sources in offshore wind power assessment. **Renewable Energy**, v. 77, p. 101-114, 2015.

SOUZA, A. G. Q.; PIMENTA, F. M.; SILVA, A. R.; MELO, E. C.; SILVA, M. P.; LANNIRUBERTO, M.; NUNES, H. M. P. North and Northeast Brazil offshore wind power. In: **13th International Congress of the Brazilian Geophysical Society & EXPOGEF, Rio de Janeiro, Brazil, 26–29 August 2013**. Society of Exploration Geophysicists and Brazilian Geophysical Society. p.159-163, 2013.

TAVARES, L. F.; SHADMAN, M.; FREITAS, L. P., SILVA, C.; LANDAU, L.; ESTEFEN, S. F. Assessment of the offshore wind technical potential for the Brazilian Southeast and South regions. **Energy**, v. 196, p. 117097, 2020.

TAYLOR, M. Renewable Power Generation Costs in 2019. **International Renewable Energy Agency: Abu Dhabi, UAE**, 2020.

TUCHTENHAGEN, P. N. **Variabilidade do vento e potencial para energia eólica offshore no litoral Sul do Brasil**. 116p. Dissertação (Mestrado em Ciências Climáticas). Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2019.

TUCHTENHAGEN, P., DE CARVALHO, G. G., MARTINS, G., DA SILVA, P. E., DE OLIVEIRA, C. P., ANDRADE, L. D. M. B., SILVA, C. M. S. WRF model assessment for wind intensity and power density simulation in the southern coast of Brazil. **Energy**, v. 190, p. 116341, 2020.

ULBIG, A.; ANDERSSON, G. Analyzing operational flexibility of electric power systems. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 72, p. 155-164, 2015.

VON SCHUCKMANN, K.; LE TRAON, P. Y.; ALVAREZ-FANJUL, E.; AXELL, L.; BALMASEDA, M.; BREIVIK, L. A.; DUBOIS, C. The copernicus marine environment monitoring service ocean state report. **Journal of Operational Oceanography**, v. 9, n. sup2, p. s235-s320, 2016.

WIESEBRON, M. A Amazônia Azul: Pensando a Defesa do Território Marítimo Brasileiro. **Austral: Revista Brasileira de Estratégia e Relações Internacionais**, v. 2, n. 3, p. 107-131, 2013.

WILKS, D. S. Statistical methods in the atmospheric sciences. Amsterdam, **Academic press**, p. 676, 2011.

XIE, J.; RAJ, R. P.; BERTINO, L.; SAMUELSEN, A.; WAKAMATSU, T. Evaluation of Arctic Ocean surface salinities from SMOS and two CMEMS reanalyses against in situ data sets. **Ocean Science**. v. 10, p. 1 – 33, 2019.

YANG, J.; ZHANG, J.; JIA, Y.; FAN, C.; CUI, W. Validation of Sentinel-3A/3B and Jason-3 Altimeter Wind Speeds and Significant Wave Heights Using Buoy and ASCAT Data. **Remote Sensing**, v. 12, n. 13, p. 2079, 2020.

ZHANG, Q.; ZHANG, H.; YAN, Y.; YAN, J.; HE, J.; LI, Z.; LIANG, Y. Sustainable and clean oilfield development: How access to wind power can make offshore platforms more sustainable with production stability. **Journal of Cleaner Production**, v. 294, p. 126225, 2021.



Article

Evaluation of Wind and Wave Estimates from CMEMS Reanalysis for Brazil's Offshore Energy Resource Assessment

Ismael Guidson Farias de Freitas¹, Helber Barros Gomes^{1,2,*}, Malaquias Peña³, Panagiotis Mitsopoulos³,
Thayna Silva Vila Nova¹, Kécia Maria Roberto da Silva² and Alan James Peixoto Calheiros⁴

¹ Academic Unit of Atmospheric Sciences, Federal University of Campina Grande,

Campina Grande 58429-900, Brazil

² Institute of Atmospheric Sciences, Federal University of Alagoas, Maceió 57072-900, Brazil

³ Department of Civil and Environmental Engineering, School of Engineering, University of Connecticut, Storrs, CT 06263, USA

⁴ National Institute for Space Research, São José dos Campos 12630-000, Brazil

* Correspondence: helber.gomes@icat.ufal.br



Citation: Freitas, I.G.F.d.; Gomes, H.B.; Peña, M.; Mitsopoulos, P.; Nova, T.S.V.; Silva, K.M.R.d.; Calheiros, A.J.P. Evaluation of Wind and Wave Estimates from CMEMS Reanalysis for Brazil's Offshore Energy Resource Assessment. *Wind* **2022**, *2*, 586–598. <https://doi.org/10.3390/wind2030031>

Academic Editors: Galih Bangga and Martin Otto Laver Hansen

Received: 7 July 2022

Accepted: 17 August 2022

Published: 24 August 2022

Publisher's Note: MDPI stays neutral with regard to jurisdictional claims in published maps and institutional affiliations.



Copyright: © 2022 by the authors. Licensee MDPI, Basel, Switzerland. This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

Abstract: This study aims to evaluate wind speed and significant wave height data from the Copernicus Marine Environment Monitoring Service (CMEMS) reanalysis using buoy measurements for offshore energy application off the east coast of Brazil. Such analysis has become important, since reanalysis datasets can be fundamental tools in identifying regions with wind energy potential that are suitable for the installation of offshore farms. Two sets of reanalysis were used: wind speed (with spatial resolution of 0.25° and temporal resolution of 6 h) and significant wave height (with spatial resolution of 0.2° and temporal resolution of 3 h). For validation, seven MetOcean buoys were selected. In the statistical validation, Pearson's correlation, coefficient of determination (R^2), slope of the straight line, root mean square error (RMSE), mean square error (MSE), probability density function (PDF), mean and standard deviation were calculated. In the evaluation of offshore wind energy resources, the calculation of energy density was performed. The results showed correlations above 0.70 for wind speed and above 0.91 for significant wave height, and additionally, the RMSE values showed maximums of 2.31 m/s for wind speed and 0.28 cm for significant wave height. In the PDF comparison of buoy data and reanalysis, similarities were observed, mainly in the PDF parameters. The energy density presented values consistent with other studies (352–461 W/m²). The results show that the reanalysis data can be applicable in studies focusing on offshore wind potential.

Keywords: CMEMS reanalysis; wind and significant wave height; Weibull distribution; offshore wind energy; Brazil coastal zone

1. Introduction

Brazil has a large territorial extension with extensive renewable resources that have been used to meet the electricity demands of its population. Among the resources, the production of continental wind energy has grown in recent years [1].

According to data from the National System Operator, wind energy was responsible for producing approximately 4.66 GWh in 2019 [2], but this number represents only onshore generation with wind turbines installed on land. Wind exploration is expanding to the ocean (offshore) where there are areas with higher wind speeds and smaller variations in wind speed due to the absence of physical barriers, such as mountains, buildings and vegetation [3].

The use of offshore wind energy in Brazil is of paramount importance, since approximately 25% of the Brazilian population resides in coastal areas [4], and therefore the installation of offshore wind farms can be close to the places of demand. As this natural resource is abundant in several Brazilian regions, it is important to carry out studies that

FIGURA 34 – Artigo científico publicado na revista Wind, contendo a avaliação das reanálises do CMEMS. Fonte: Autor (2024)

Apêndice II: Resultados do ERA-5 e das Boias.

Resultados gerados com climatológica sazonal e interanual, e algumas estimativa de recursos eólicos *offshore* com base nos dados do ERA-5 e boias (apresentadas na FIGURA 8), dividido da seguinte forma:

- Velocidade do vento espacial (ERA-5): climatologias mensal, anual e sazonal nos níveis de 10 e 100 metros (FIGURAS 14 a 18);
- Velocidade e direção do vento pontual (boias): médias mensais e anuais, e *heatmaps* no nível de 10 metros (FIGURAS 19 a 24);
- Densidade de energia espacial (ERA-5): climatologias mensal, anual e sazonal em 100 metros, estimados através da equação de PD (Equação 06) (FIGURAS 25 e 26).

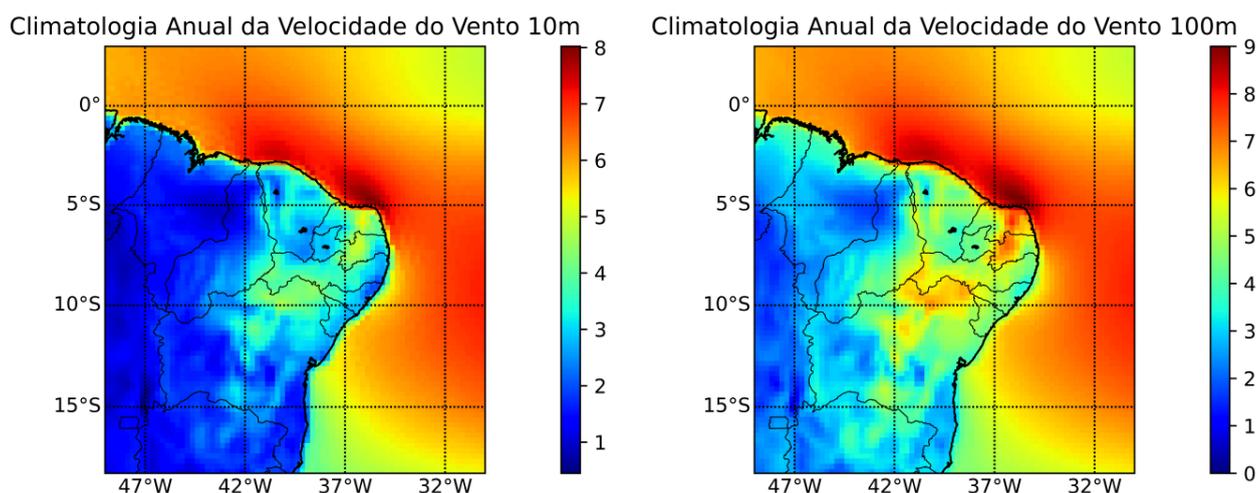


FIGURA 35 – Climatologia anual da velocidade do vento (m/s) a 10 m e 100 m entre o período de 1988 – 2018 da reanálise ERA-5. Fonte: Autor (2024).

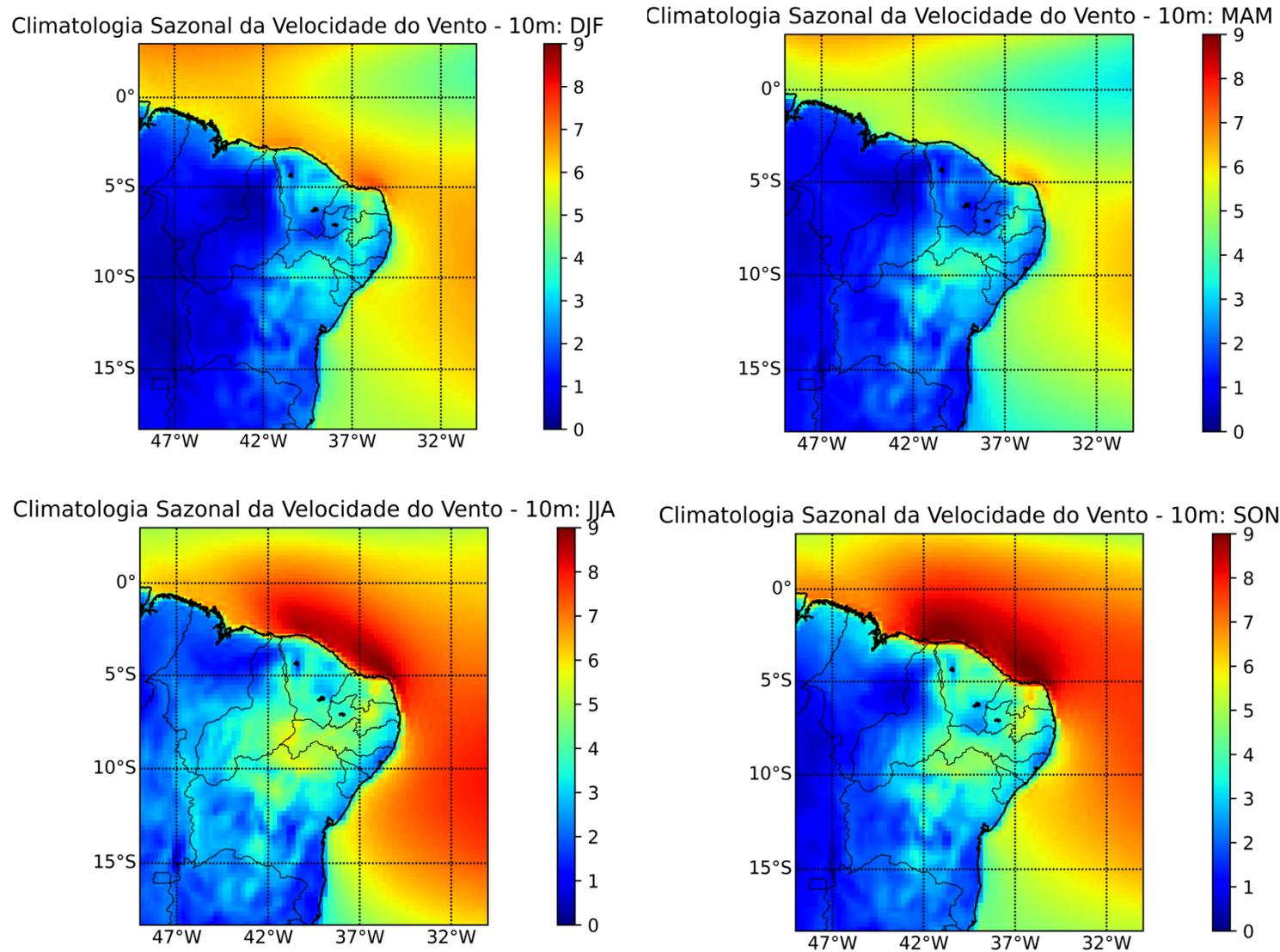
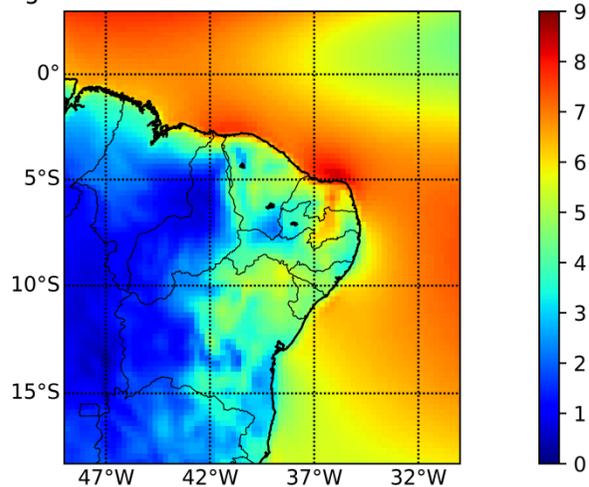
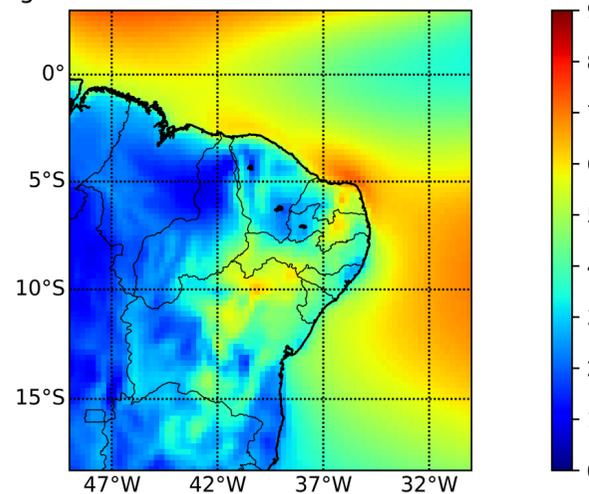


FIGURA 36 – Climatologia sazonal da velocidade do vento (m/s) a 100 m entre o período de 1988 – 2018 da reanálise ERA-5. Fonte: Autor (2024).

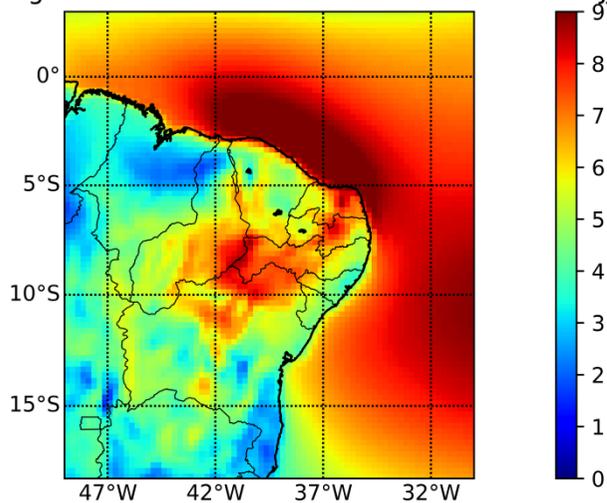
Climatologia Sazonal da Velocidade do Vento - 100m: DJF



Climatologia Sazonal da Velocidade do Vento - 100m: MAM



Climatologia Sazonal da Velocidade do Vento - 100m: JJA



Climatologia Sazonal da Velocidade do Vento - 100m: SON

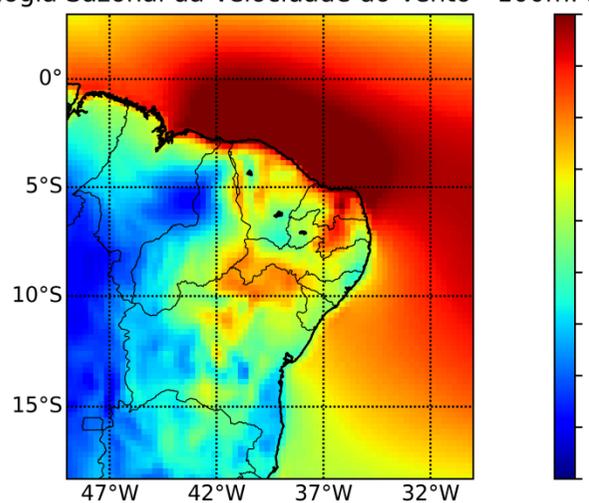


FIGURA 37 – Climatologia sazonal da velocidade do vento (m/s) a 10 m entre o período de 1988 – 2018 da reanálise ERA-5. Fonte: Autor (2024).

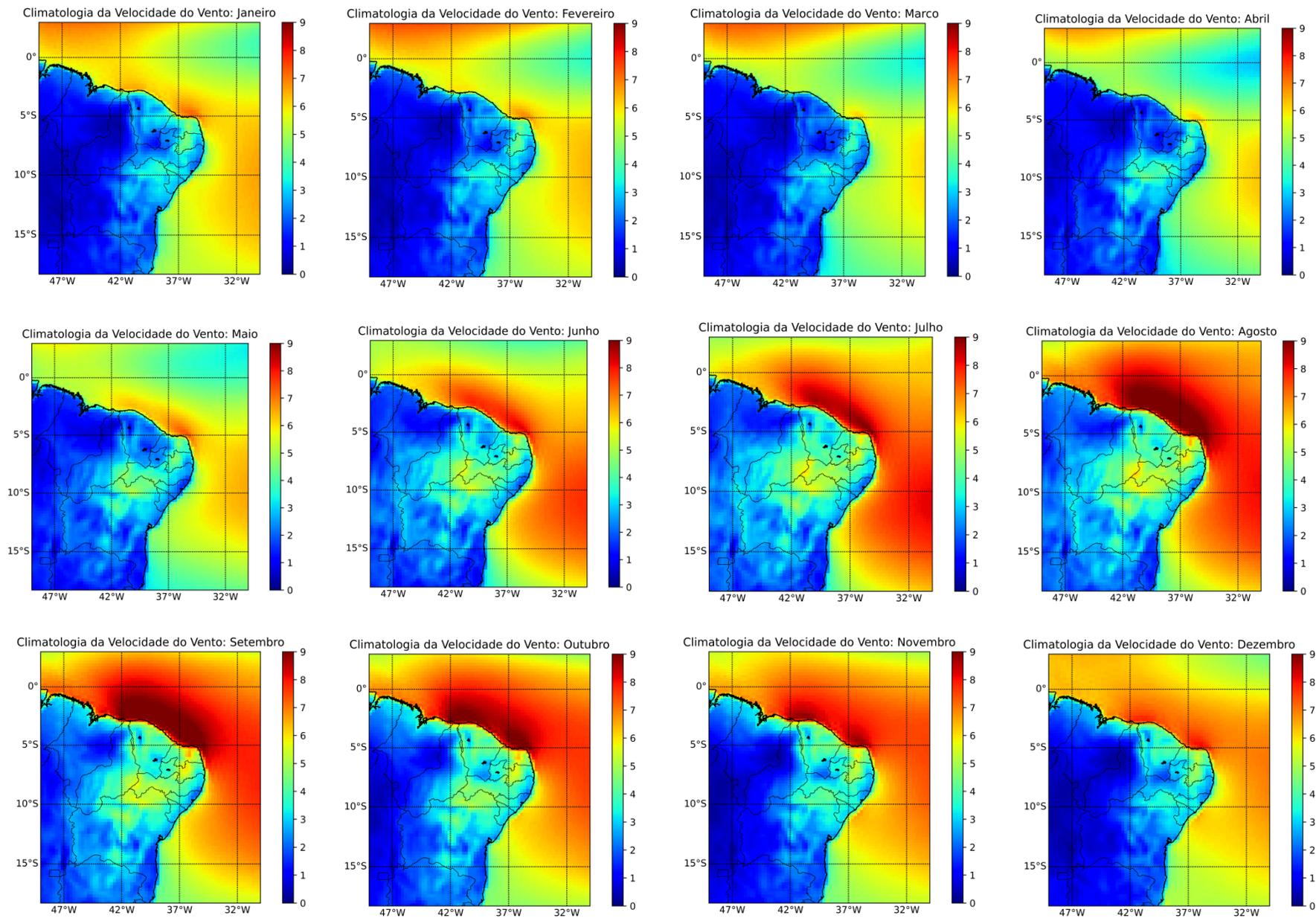


FIGURA 38 – Climatologia mensal da velocidade do vento (m/s) a 10 m entre o período de 1988 – 2018 da reanálise ERA-5. Fonte: Autor (2024).

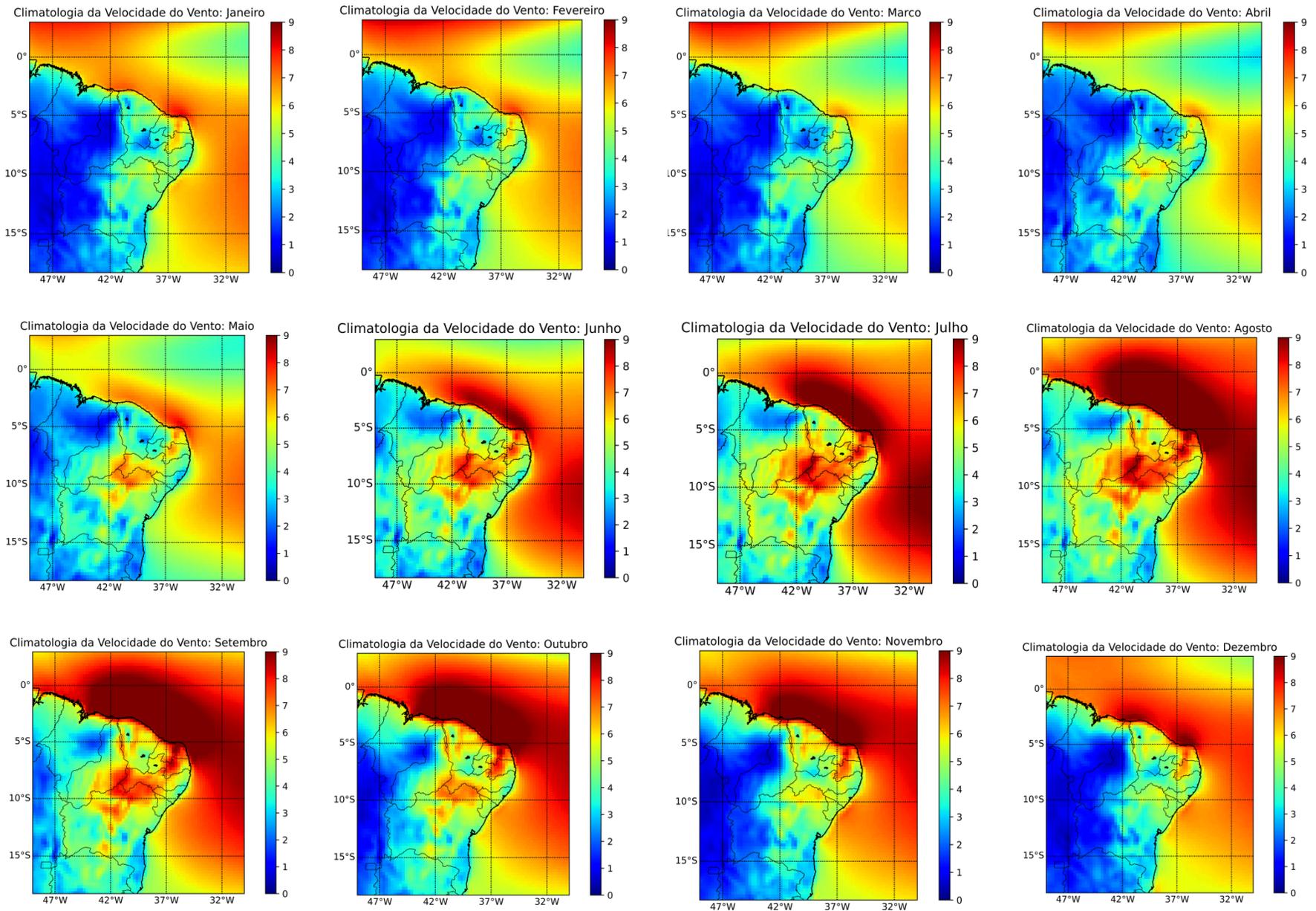


FIGURA 39 – Climatologia mensal da velocidade do vento (m/s) a 100 m entre o período de 1988 – 2018 da reanálise ERA-5. Fonte: Autor (2024).

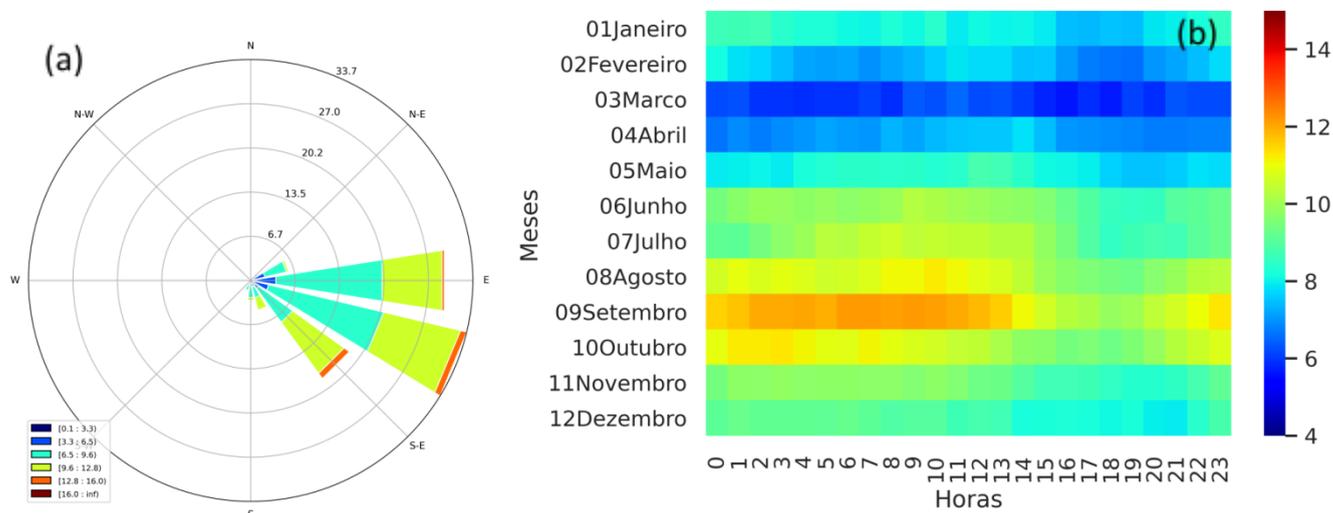


FIGURA 40 – Climatologia anual da velocidade e direção do vento (m/s) a 10 m (a) e média horária mensal (*heatmap*) da velocidade do vento (b) com base no dado da boia meteoceanográfica de Fortaleza. Fonte: Autor (2024).

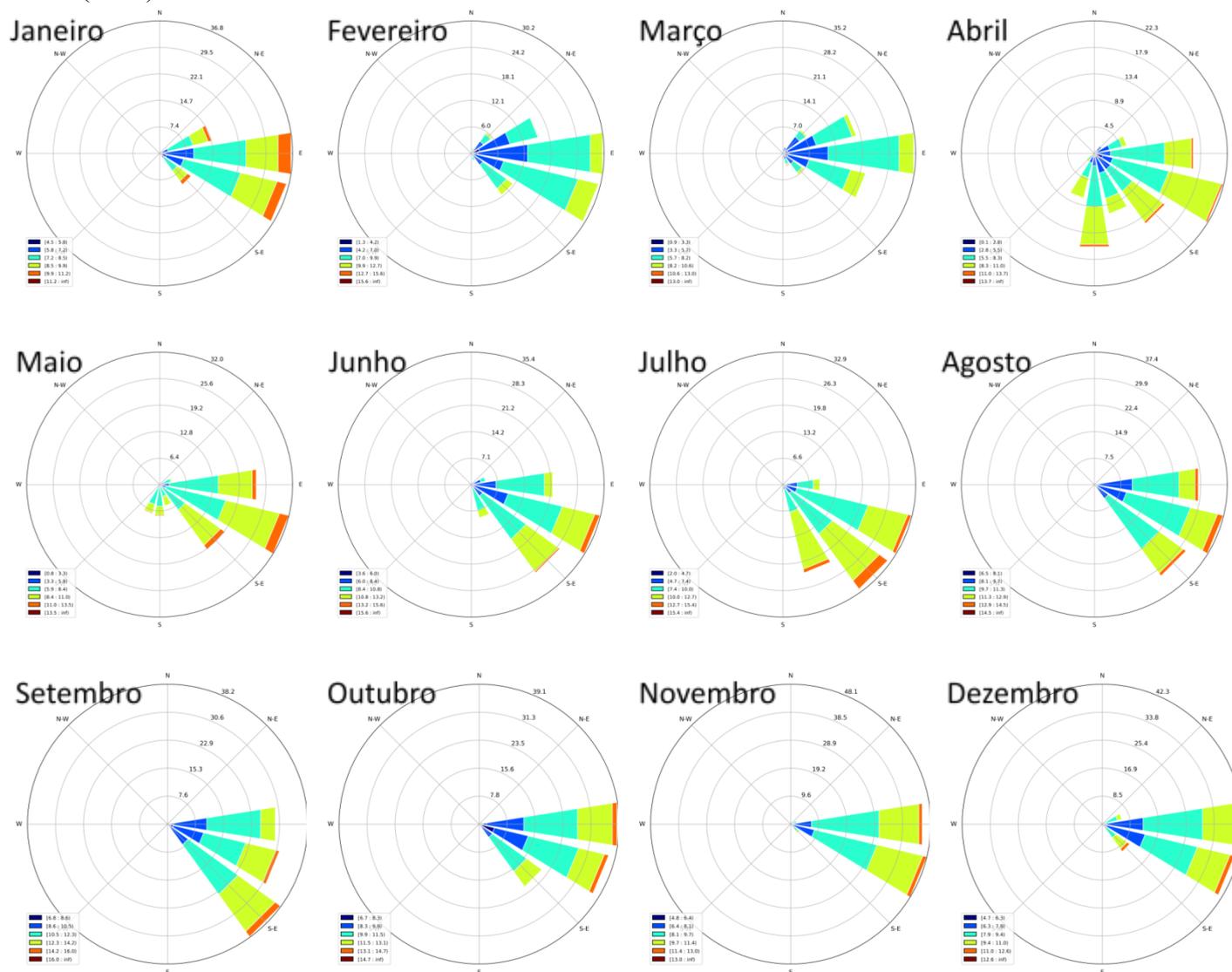


FIGURA 41 – Climatologia mensal da velocidade e direção do vento (m/s) a 10 m (a) com base nos dados da boia meteoceanográfica de Fortaleza. Fonte: Autor (2024).

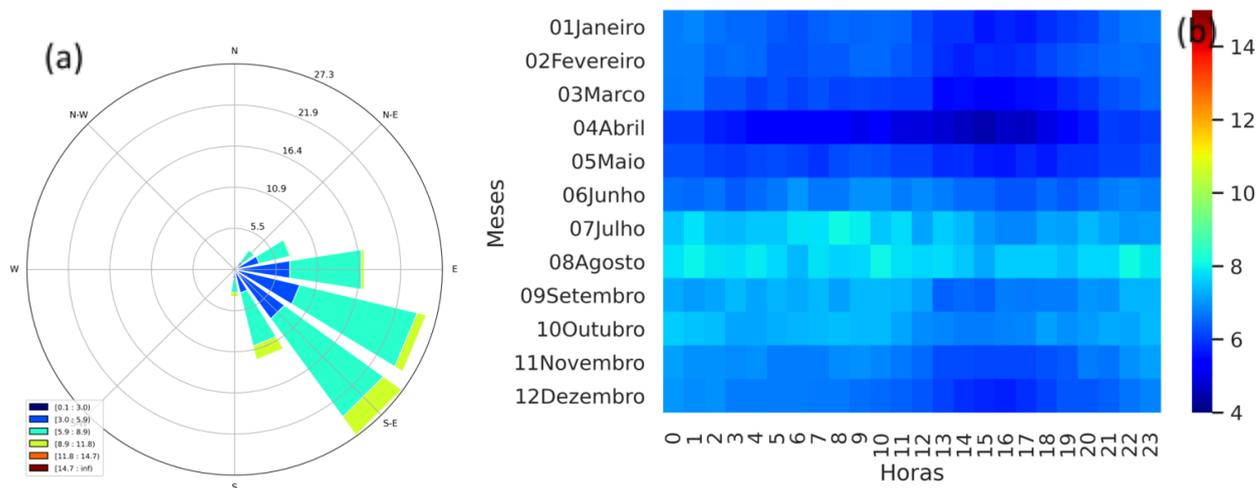


FIGURA 42 – Climatologia anual da velocidade e direção do vento (m/s) a 10 m (a) e média horária mensal (*heatmap*) da velocidade do vento (b) com base no dado da boia meteoceanográfica de Recife. Fonte: Autor (2024).

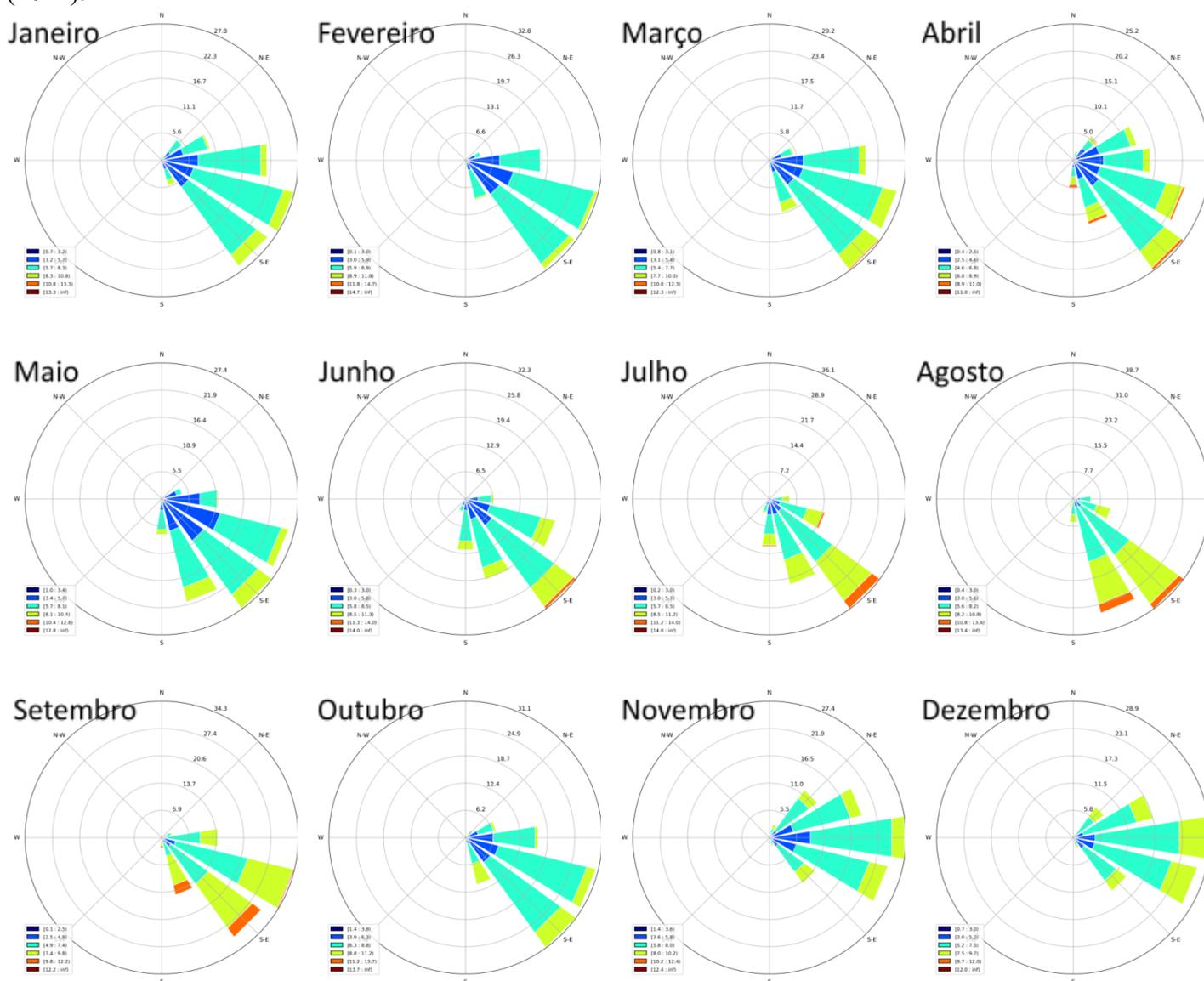


FIGURA 43 – Climatologia mensal da velocidade e direção do vento (m/s) a 10 m (a) com base nos dados da boia meteoceanográfica de Recife. Fonte: Autor (2024).

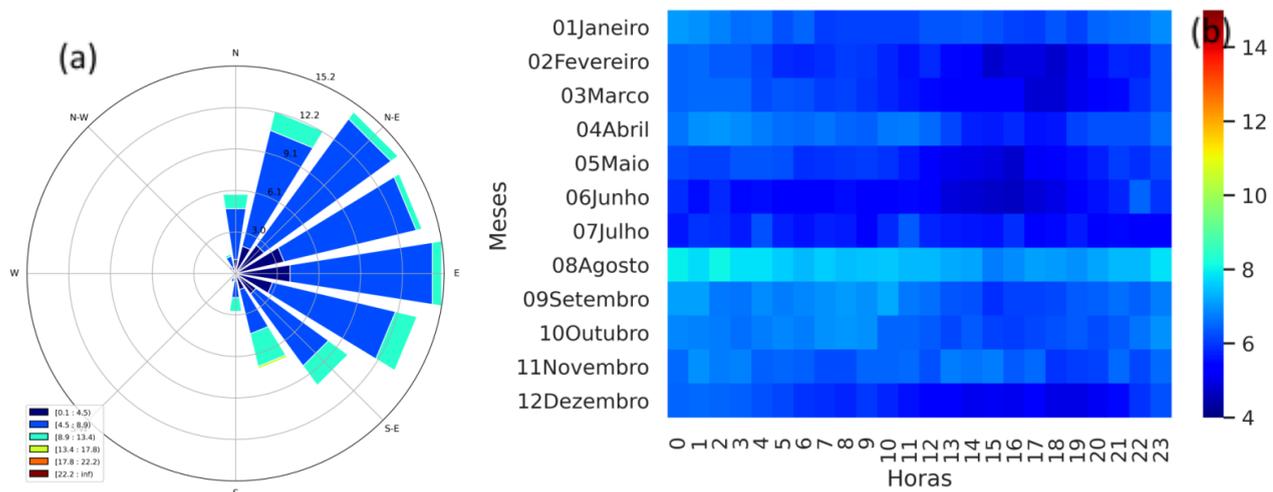


FIGURA 44 – Climatologia anual da velocidade e direção do vento (m/s) a 10 m (a) e média horária mensal (*heatmap*) da velocidade do vento (b) com base no dado da boia meteoceanográfica de Porto Seguro. Fonte: Autor (2024).

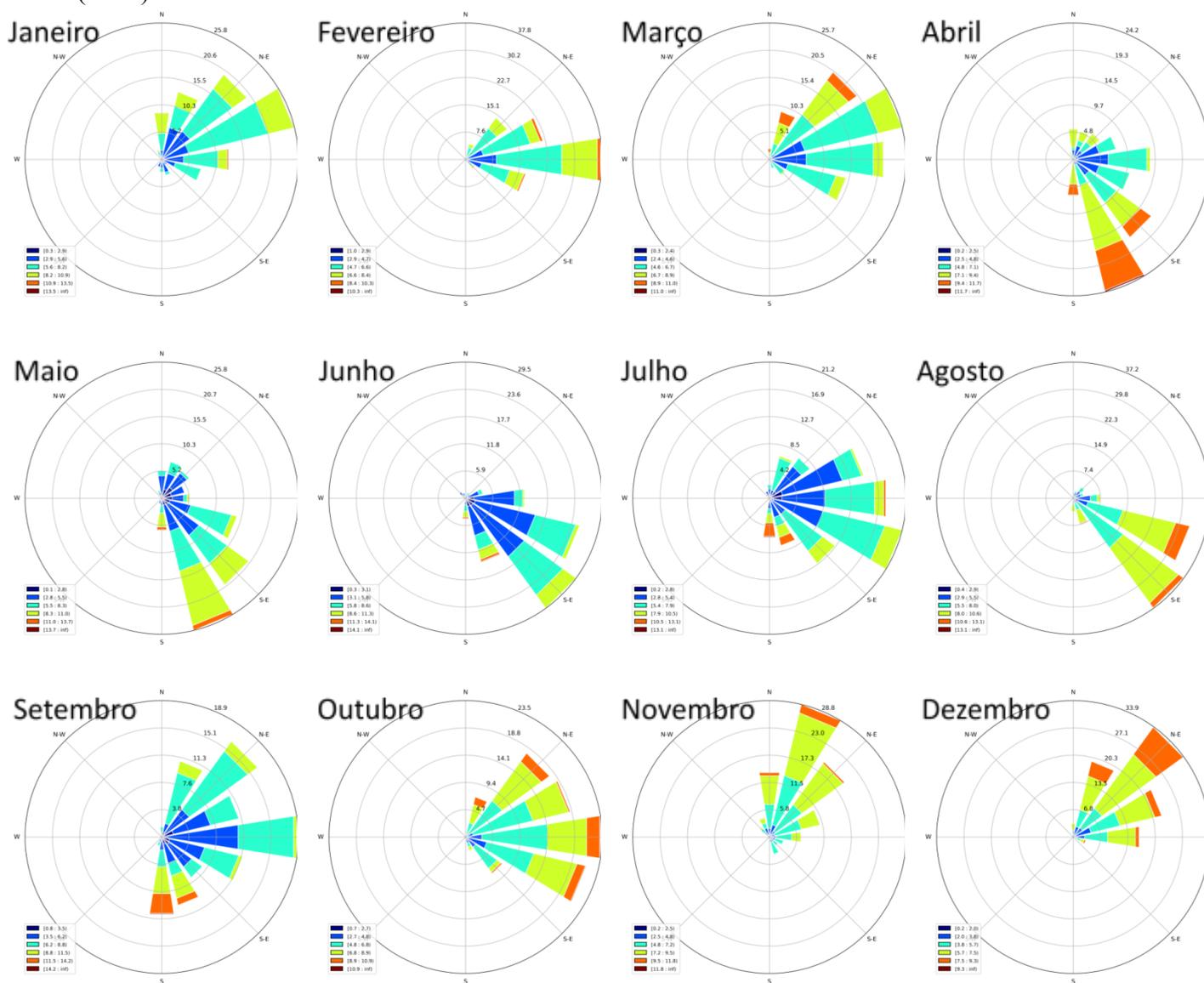


FIGURA 45 – Climatologia mensal da velocidade e direção do vento (m/s) a 10 m (a) com base nos dados da boia meteoceanográfica de Porto Seguro. Fonte: Autor (2024).

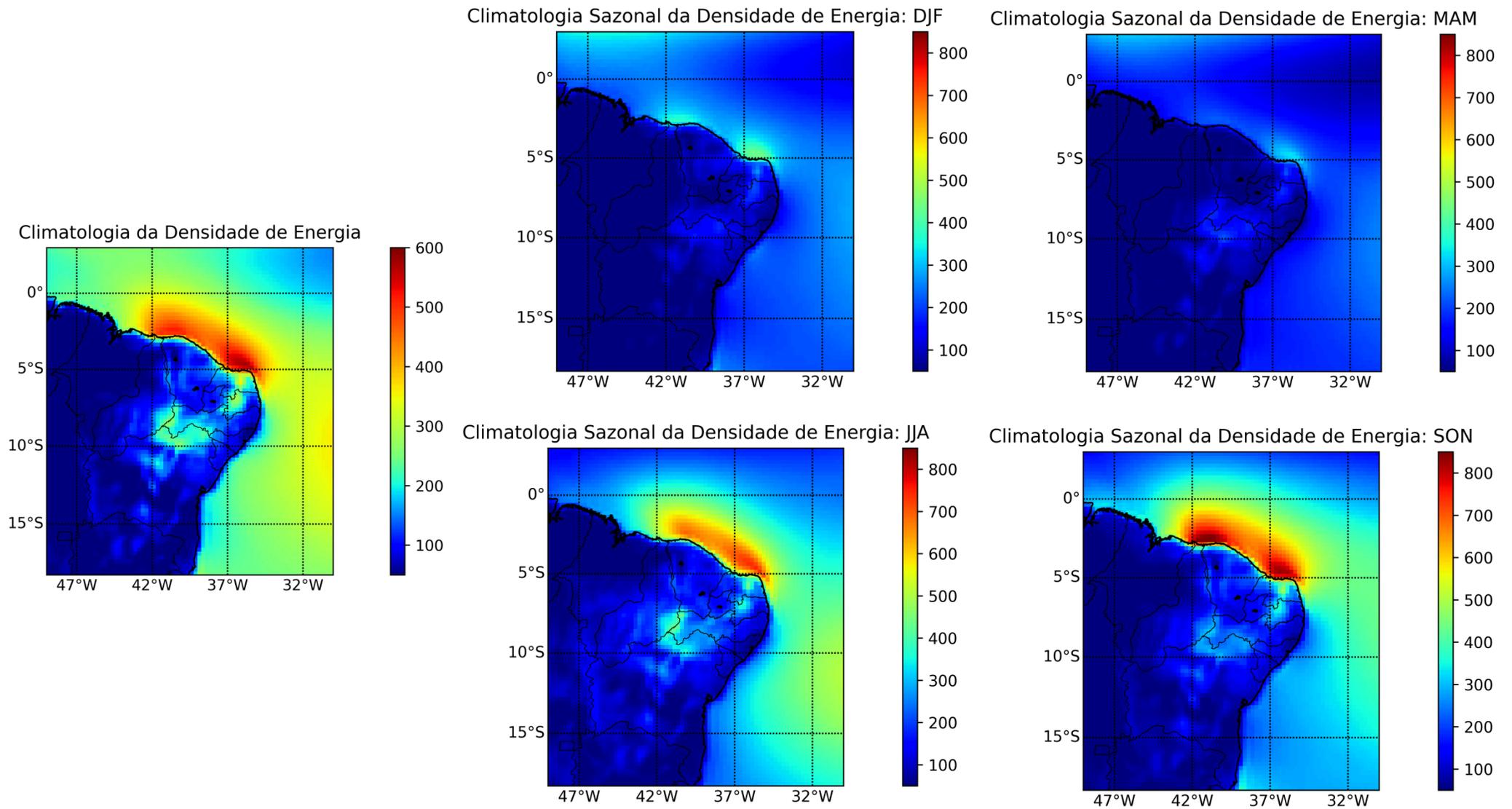


FIGURA 46 – Climatologia anual e sazonal da densidade de energia (PD) (w/m^2) a 100 m entre o período de 1988 – 2018 estimada com dados do ERA-5.
 Fonte: Autor (2024).

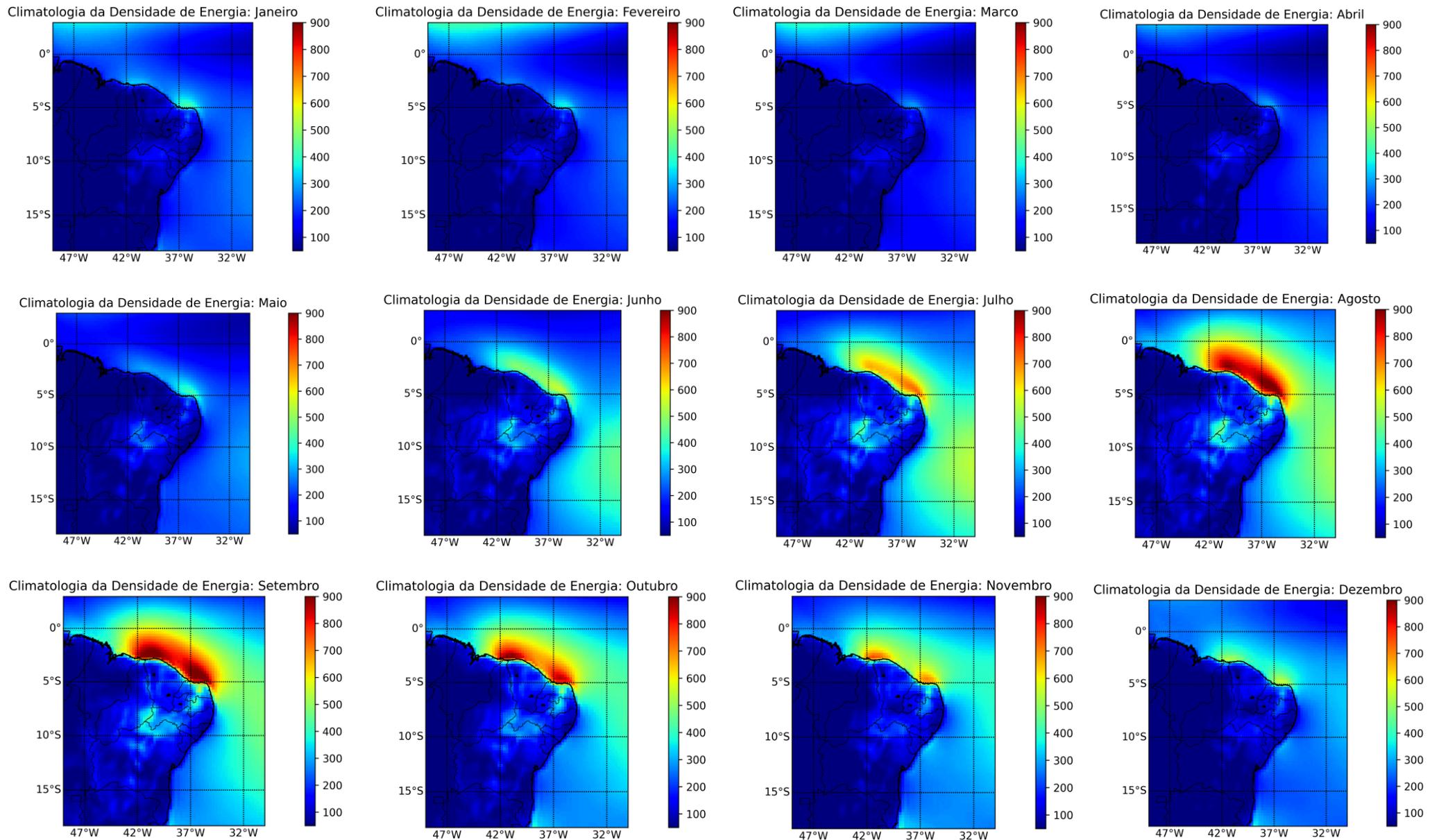


FIGURA 47 – Climatologia mensal da densidade de energia (PD) (w/m^2) a 100 m entre o período de 1988 – 2018 estimada com dados do ERA-5. Fonte: Autor (2024)

