UNIVERSIDADE FEDERAL DO SUL DA BAHIA
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DA BAHIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS E TECNOLOGIAS AMBIENTAIS

GEOVANNA CRUZ FERNANDES

MODELAGEM ATMOSFÉRICA E ANÁLISE SETORIAL DA ENERGIA EÓLICA *OFFSHORE* NA COSTA SUL DA BAHIA

PORTO SEGURO
2025

GEOVANNA CRUZ FERNANDES

MODELAGEM ATMOSFÉRICA E ANÁLISE SETORIAL DA ENERGIA EÓLICA *OFFSHORE* NA COSTA SUL DA BAHIA

Dissertação submetida ao Programa de Pós-graduação em Ciências e Tecnologias Ambientais da Universidade Federal do Sul da Bahia e do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Bahia, com vistas à obtenção do título de mestra em Ciências e Tecnologias Ambientais.

Orientador: Prof. Dr. Angelo Teixeira Lemos

PORTO SEGURO
2025

Catalogação na Publicação (CIP)
Universidade Federal do Sul da Bahia (UFSB)
Sistema de Bibliotecas (SIBI)

F363m Fernandes, Geovanna Cruz, 1994 -
Modelagem atmosférica e análise setorial da energia eólica offshore na Costa Sul da Bahia. / Geovanna Cruz Fernandes. – Porto Seguro, 2025.
75 f.

Orientador: Prof. Dr. Angelo Teixeira Lemos
Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Sul da Bahia. Centro de Formação em Ciências Ambientais. Programa de Pós-Graduação em Ciências e Tecnologias Ambientais. Campus Sosígenes Costa.

1. Potencial Eólico. 2. WRF. 3. ERA5. 4. Planejamento Energético. 5. Ventos Costeiros. I. Lemos, Angelo Teixeira. II. Título.

CDD – 333.92

Elaborado por Lucas Sousa Carvalho - CRB-5/1883

ATA DE DEFESA PÚBLICA DE DISSERTAÇÃO DE MESTRADO NO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO *STRICTO SENSU* EM CIÊNCIAS E TECNOLOGIAS AMBIENTAIS

Aos 26 dias do mês de setembro do ano de 2025, às 13h00, via webconferência, por meio da sala virtual com link de transmissão https://meet.jit.si/DiverseFixesPhotographHopefully, reuniram-se os/as membros/as da banca examinadora composta pelos/as docentes Dr. Angelo Teixeira Lemos (orientador e presidente da banca), Dr. Davi Rodrigues Rabelo (membro externo ao Programa), Dr. Rodrigo Gallotti (membro externo ao Programa) e Dra. Daniele Frascareli (membra externo ao Programa), a fim de arguirem a mestranda **Geovanna Cruz Fernandes** na defesa de sua dissertação de mestrado, cujo trabalho de pesquisa intitula-se "**MODELAGEM ATMOSFÉRICA E ANÁLISE SETORIAL DA ENERGIA EÓLICA OFFSHORE NA COSTA SUL DA BAHIA**". Aberta a sessão pelo presidente da mesma, coube à candidata, na forma regimental, expor o tema de sua dissertação, dentro do tempo regulamentar, sendo em seguida questionada pelos membros da banca examinadora, tendo dado as explicações que foram necessárias. Após reunião em sessão secreta, os membros da banca consideraram a dissertação:

( ) Aprovada com Louvor (X) Aprovada ( ) Reprovada

BANCA EXAMINADORA:

gov.br Documento assinado digitalmente
ANGELO TEIXEIRA LEMOS
Data: 26/09/2025 16:14:21-0300
Verifique em https://validar.iti.gov.br

Dr. Angelo Teixeira Lemos (IFBA/UFSB/PPGCTA)
Orientador e Presidente/a da banca

gov.br Documento assinado digitalmente
DAVI RODRIGUES RABELO
Data: 26/09/2025 18:47:40-0300
Verifique em https://validar.iti.gov.br

Dr. Davi Rodrigues Rabelo (UECE)
Membro externo

gov.br Documento assinado digitalmente
RODRIGO GALLOTTI LIMA
Data: 26/09/2025 16:49:07-0300
Verifique em https://validar.iti.gov.br

Dr. Rodrigo Gallotti (IFS)
Membro externo

gov.br Documento assinado digitalmente
DANIELE FRASCARELI
Data: 26/09/2025 19:39:43-0300
Verifique em https://validar.iti.gov.br

Dra. Daniele Frascareli (UNESP)
Membra externa

gov.br Documento assinado digitalmente
GEOVANNA CRUZ FERNANDES
Data: 27/09/2025 09:25:36-0300
Verifique em https://validar.iti.gov.br

Geovanna Cruz Fernandes
Nome do/a discente

Webconferência, 26 de setembro de 2025.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho ao meu esposo, Douglas, cujo amor, incentivo e companheirismo foram essenciais para a realização desta conquista. Sua presença constante em cada etapa desta jornada fortaleceu-me e deu-me coragem para seguir em busca dos meus sonhos.

AGRADECIMENTOS

A Deus, fonte de toda a sabedoria, que me capacita, fortalece e sustenta em cada etapa desta caminhada.

Ao meu esposo, Douglas, meu maior incentivador, que com paciência, amor e companheirismo esteve ao meu lado em todos os momentos, celebrando conquistas e me apoiando nas dificuldades.

À minha família, base de toda a minha trajetória, especialmente aos meus pais, Jiovanio e Karina, que sempre investiram na minha educação e acreditaram no meu potencial. A eles devo o exemplo de dedicação e resiliência que me inspira a seguir em frente. Aos meus irmãos, Rebecca, Karen e Maicon, agradeço pela presença constante, pelo carinho e pela força que, mesmo em gestos simples, me deram motivação e esperança. Vocês representam o laço de amor que fortalece meu caminho.

Ao meu orientador, Dr. Angelo, pela orientação atenta, paciência e suporte durante toda essa jornada, contribuindo de forma significativa para o amadurecimento acadêmico e científico que aqui se consolida.

Ao corpo docente da UFSB e do IFBA, pela contribuição com seus ensinamentos, reflexões e exemplos, que foram fundamentais para a construção deste trabalho e para a minha formação profissional e pessoal.

Por fim, a todos que, de alguma forma, fizeram parte desta caminhada, meus sinceros agradecimentos.

"A sabedoria do Senhor fundou a terra, e com inteligência estabeleceu os céus." –
Provérbios 3:19

FERNANDES, Geovanna Cruz. **Modelagem Atmosférica e Análise Setorial da Energia Eólica *Offshore* na Costa Sul da Bahia**. Orientador: Angelo Teixeira Lemos. 2025. Dissertação (Mestrado em Ciências e Tecnologias Ambientais) – Universidade Federal do Sul da Bahia; Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Bahia, Porto Seguro, 2025.

RESUMO

A transição energética e a necessidade de descarbonização da matriz elétrica brasileira conferem relevância estratégica ao aproveitamento dos ventos costeiros, especialmente no litoral sul da Bahia, onde a expansão da energia eólica pode impulsionar o desenvolvimento regional com menor intensidade de emissões. O estudo insere-se na linha de pesquisa Tecnologias Ambientais, ao propor soluções voltadas à sustentabilidade e à gestão de recursos naturais estratégicos. Nesta perspectiva, o trabalho avalia o potencial de geração eólica *offshore* na costa sul baiana por meio de modelagem atmosférica de alta resolução e analisa os impactos científicos, tecnológicos e socioeconômicos da cadeia produtiva da energia eólica no estado. Emprega-se o modelo WRF, calibrado com dados de reanálise ERA5 e observações da estação meteorológica de Ilhéus, para estimar velocidades do vento a 100 m e 150 m entre os municípios de Ilhéus e Mucuri. Os resultados indicam velocidades médias superiores a 6 m/s em trechos do litoral, com maior intensidade no inverno, apontando viabilidade técnica preliminar para implantação de parques *offshore*. A análise setorial, baseada em revisão bibliográfica e documental, evidencia avanços na estrutura produtiva (polos industriais, geração de empregos e ampliação de capacidades científicas), mas também desafios relacionados à dependência tecnológica externa, lacunas de qualificação profissional, baixa integração academia–indústria e conflitos territoriais. Conclui-se que a conversão do potencial técnico em benefícios duradouros requer, além de precisão modelística, uma abordagem socioambiental integrada e instrumentos de governança e políticas públicas que articulem inovação, qualificação e justiça ambiental.

Palavras-chave: potencial eólico; WRF; ERA5; planejamento energético; ventos costeiros.

FERNANDES, Geovanna Cruz. **Atmospheric Modeling and Sectoral Analysis of *Offshore* Wind Energy on the Southern Coast of Bahia**. Advisor: Angelo Teixeira Lemos. 2025. Dissertation (Master's in Environmental Science & Technology) – Universidade Federal do Sul da Bahia; Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Bahia, Porto Seguro, 2025.

ABSTRACT

The energy transition and the need to decarbonize Brazil's power mix make the harnessing of coastal winds a strategic priority, especially along the southern coast of Bahia, where *offshore* wind expansion can foster regional development with lower carbon intensity. The study is part of the Environmental Technologies research line, proposing solutions aimed at sustainability and the management of strategic natural resources. From this perspective, the work assesses the *offshore* wind generation potential on Bahia's southern coast using high-resolution atmospheric modeling and analyzes the scientific, technological, and socioeconomic impacts of the state's wind-energy production chain. It employs the WRF model, calibrated with ERA5 reanalysis data and observations from the Ilhéus meteorological station, to estimate wind speeds at 100 m and 150 m between the municipalities of Ilhéus and Mucuri. The results indicate mean speeds above 6 m/s in portions of the coastline, with higher intensities in winter, suggesting preliminary technical feasibility for *offshore* wind farm deployment. The sectoral analysis, based on a literature and documentary review, evidences advances in the production structure (industrial hubs, job creation, and expanded scientific capacity), while also highlighting challenges related to dependence on foreign technology, skill gaps, weak academia–industry integration, and territorial conflicts. It concludes that turning technical potential into lasting benefits requires, beyond modeling accuracy, an integrated socio-environmental approach and governance instruments and public policies that align innovation, workforce development, and environmental justice.

Keywords: wind power potential; WRF; ERA5; energy planning; coastal winds.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO GERAL 11
2 OBJETIVOS 13
2.1 Objetivo geral 13
2.2 Objetivos específicos 13
3 CAPÍTULO 1 – ESTIMATIVA DA VELOCIDADE DO VENTO *OFFSHORE* NA REGIÃO LITORÂNEA DO SUL DO ESTADO DA BAHIA 14
4 CAPÍTULO 2 – INDÚSTRIA EÓLICA NA BAHIA: DESAFIOS CIENTÍFICOS E SOCIAIS DE UMA CADEIA PRODUTIVA EM EXPANSÃO 55
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS 71
6 PERSPECTIVAS 73
REFERÊNCIAS 75

1 INTRODUÇÃO GERAL

Diante dos desafios contemporâneos impostos pelas mudanças climáticas, pela crescente demanda energética e pela urgência de reduzir a dependência de combustíveis fósseis, a transição para uma matriz energética mais limpa e sustentável tem ocupado posição de destaque nas agendas nacional e internacional (Gehrke, Goretti & Ávila, 2021; Sovacool *et al*., 2022). Nesse cenário, a energia eólica consolida-se como uma das alternativas mais promissoras, especialmente no Brasil, que reúne vasto território e condições climáticas altamente favoráveis à sua exploração (Vaicberg, Valiatt & Ferreira, 2021). O país tem observado uma significativa expansão da geração eólica *onshore*, especialmente nas regiões Nordeste e Sul. No entanto, o aproveitamento do potencial *offshore* ainda representa uma fronteira emergente, tanto do ponto de vista tecnológico quanto do científico, com valor estratégico para o planejamento energético de médio e longo prazo (Soukissian *et al*., 2022).

O estado da Bahia destaca-se como um dos principais polos da energia eólica *onshore* no Brasil, beneficiando-se de características geográficas, climáticas e institucionais propícias à expansão do setor (ANEEL, 2020; EPE, 2019). Entretanto, a zona costeira sul do estado permanece subexplorada quanto ao potencial de geração *offshore*, o que configura uma oportunidade latente para o desenvolvimento de projetos sustentáveis e integrados ao território. Além disso, os impactos sociais, científicos e tecnológicos relacionados à cadeia produtiva da energia eólica ainda carecem de investigações aprofundadas em escala regional, sobretudo quando se considera a complexidade da integração entre inovação tecnológica, desenvolvimento territorial e sustentabilidade (Sovacool *et al*., 2022; Gualtieri, 2023).

É nesse contexto que se insere a presente dissertação, desenvolvida no âmbito do Programa de Pós-Graduação em Ciências e Tecnologias Ambientais, vinculada à linha de pesquisa Tecnologias Ambientais. O estudo propõe uma abordagem integrada que combina modelagem atmosférica de alta resolução com o modelo WRF (*Weather Research and Forecasting*) para estimar o potencial eólico *offshore* na costa sul da Bahia, com uma análise crítica dos impactos socioeconômicos, científicos e tecnológicos da cadeia produtiva da energia eólica no estado. A pesquisa busca contribuir para o fortalecimento de políticas públicas voltadas à sustentabilidade energética, ao mesmo tempo em que avança na aplicação de tecnologias ambientais ao contexto brasileiro (Jacondino *et al*., 2021; Gualtieri, 2023).

A pergunta central que orienta este trabalho é: de que maneira a modelagem atmosférica pode subsidiar a identificação de áreas estratégicas para geração eólica *offshore* na região sul da Bahia, e quais são os impactos técnico-científicos e socioeconômicos associados

à expansão da cadeia eólica no estado? Parte-se da hipótese de que o modelo WRF, quando calibrado com dados de reanálise climática, como o ERA5, e observações meteorológicas locais, é capaz de estimar com precisão o potencial eólico *offshore* na área de estudo (Soukissian *et al*., 2022; Gualtieri, 2023; Sierra Lorenzo *et al*., 2023). Considera-se ainda que, embora a expansão da cadeia eólica na Bahia represente avanços importantes em infraestrutura e capacitação técnica, persistem desafios relacionados à qualificação profissional, à integração entre ciência e tecnologia, e aos impactos territoriais derivados da implementação dos empreendimentos (Sovacool *et al*., 2022).

A estrutura da dissertação está organizada em dois capítulos principais, que se complementam em termos metodológicos e conceituais. O primeiro capítulo apresenta o estudo técnico de modelagem atmosférica, realizado com o modelo WRF, calibrado e validado com dados de reanálise ERA5 e estações meteorológicas automáticas. O objetivo é identificar, entre os municípios de Ilhéus e Mucuri, áreas com maior aptidão para a instalação de parques eólicos *offshore*, contribuindo para o monitoramento, o planejamento territorial e a gestão ambiental de recursos naturais estratégicos (Jacondino *et al*., 2021; McNicholl *et al*., 2023).

O segundo capítulo realiza uma análise crítica dos impactos científicos, tecnológicos e socioeconômicos da cadeia eólica na Bahia. Por meio de revisão bibliográfica e análise documental de políticas públicas, indicadores institucionais e dados sobre investimentos, discute-se temas como formação de capital humano, inovação tecnológica, arranjos produtivos locais e os desafios da sustentabilidade territorial (Gehrke, Goretti & Ávila, 2021; Sovacool *et al*., 2022). A análise destaca a importância da articulação entre os setores público, privado e acadêmico, como condição essencial para viabilizar um modelo de desenvolvimento energético mais integrado e justo.

Dessa forma, a presente dissertação propõe uma articulação entre a modelagem ambiental como ferramenta de diagnóstico e a análise crítica da cadeia produtiva da energia renovável, oferecendo uma reflexão abrangente sobre os caminhos possíveis para a consolidação de tecnologias ambientais sustentáveis no Brasil. Espera-se, com isso, contribuir para a formulação de políticas públicas mais eficazes, a orientação de investimentos estratégicos e o fortalecimento da governança ambiental no estado da Bahia e em outras regiões costeiras do país (Soukissian *et al*., 2022; Gualtieri, 2023).

2 OBJETIVOS

2.1 Objetivo geral

Avaliar o potencial de geração eólica *offshore* na costa sul da Bahia por meio de modelagem atmosférica e análise multicritério, e examinar os impactos científicos, tecnológicos e socioeconômicos da cadeia produtiva da energia eólica no estado, contribuindo para o desenvolvimento sustentável e para o aprimoramento de tecnologias ambientais.

2.2 Objetivos específicos

- Estimar a velocidade do vento *offshore* na costa sul da Bahia por meio de modelagem atmosférica com o modelo WRF.
- Identificar áreas com potencial técnico para implantação de parques eólicos *offshore* entre Ilhéus e Mucuri.
- Discutir os impactos científicos, tecnológicos e socioeconômicos da cadeia produtiva da energia eólica na Bahia, com foco nas oportunidades e nos desafios para o desenvolvimento sustentável.
- Investigar de que modo a expansão da energia eólica pode influenciar o desenvolvimento regional na Bahia, destacando os principais desafios ligados à sustentabilidade ambiental e à inovação tecnológica.

3 CAPÍTULO 1[1] – ESTIMATIVA DA VELOCIDADE DO VENTO *OFFSHORE* NA REGIÃO LITORÂNEA DO SUL DO ESTADO DA BAHIA

ESTIMATIVA DA VELOCIDADE DO VENTO *OFFSHORE* NA REGIÃO LITORÂNEA DO SUL DO ESTADO DA BAHIA

Geovanna Cruz Fernandes
Angelo Teixeira Lemos
Douglas Bitencourt Vidal
Ednildo Andrade Torres

RESUMO

A energia eólica *offshore* ganhou destaque globalmente devido à maior intensidade dos ventos marítimos em comparação com os terrestres, o que aumenta a eficiência dos parques eólicos. Este estudo avalia o perfil de vento no Litoral Sul do Estado da Bahia, estendendo-se dos munícipios de Ilhéus a Mucuri, para estimar as velocidades médias de vento *offshore*, utilizando o modelo WRF (*Weather Research and Forecasting*). O método envolveu análises estatísticas de correlação de Pearson, ANOVA com medidas repetidas e Diagramas de Taylor, utilizando os dados de reanálise ERA5 (*European Centre for Medium-Range Weather Forecasts Reanalysis v5*) e as observações das EMAs (Estações Meteorológicas Automáticas) como referência para avaliação a aderência do WRF. A validação do modelo WRF indicou uma boa correspondência com os dados observacionais, embora pequenas discrepâncias tenham sido observadas. Os resultados mostraram variações sazonais significativas, com ventos mais intensos no inverno, especialmente entre as latitudes 17,5°S a 18,5°S. As velocidades médias do vento a 100 m variaram entre 3,5 e 4,5 m/s, e a 150 m, entre 4,5 e 5,5 m/s, com picos de até 6,5 m/s. Conclui-se que a região apresenta um significativo potencial para a geração de energia eólica *offshore* a alturas superiores a 100 m. As simulações com o modelo WRF, validadas com dados observacionais, fornecem uma base sólida para o planejamento de projetos eólicos na região.

Palavras-chave: energia eólica *offshore*, potencial eólico *offshore*, modelagem atmosférica wrf, velocidade do vento, reanálise climática.

ABSTRACT

[1] Este capítulo foi adaptado a partir de artigo publicado na Revista Brasileira de Geografia Física e está formatado conforme o estilo de citação e referências adotado por esse periódico.

Offshore wind energy has gained global prominence due to the greater intensity and consistency of maritime winds compared to terrestrial winds, which increases the efficiency of wind farms. This study aims to estimate the average *offshore* wind speeds in the southern coastal region of Bahia, between the municipalities of Ilhéus and Mucuri, and to validate the applicability of the WRF (Weather Research and Forecasting) model for characterizing the wind profile in the area. The method involved statistical analyses—Pearson correlation, repeated-measures ANOVA, and Taylor diagrams—using ERA5 ((*European Centre for Medium-Range Weather Forecasts Reanalysis v5*) reanalysis data and Automatic Weather Station (AWS) observations as references to assess the agreement/performance of WRF. Validation indicated good agreement between the model results and observational data, with minor discrepancies. Relevant seasonal variations were observed, with stronger winds in winter, especially between latitudes 17.5°S and 18.5°S. Average wind speeds ranged from 3.5 to 4.5 m/s at 100m and from 4.5 to 5.5 m/s at 150 m, with peaks up to 6.5 m/s. These results confirm the significant potential for *offshore* wind energy generation in the region at heights above 100 m. The study provides a solid technical foundation for the strategic planning of wind energy projects in the analyzed area.
Keywords: *offshore* wind energy, *offshore* wind potential, WRF atmospheric modeling, wind speed, climate reanalysis.

3.1 INTRODUÇÃO

A energia eólica *offshore* emergiu globalmente como uma solução promissora para diversificar as matrizes energéticas e reduzir as emissões de gases de efeito estufa (Delgado & Filgueiras, 2022). Devido à menor rugosidade da superfície marítima, os ventos oceânicos são mais intensos e consistentes, aumentando a eficiência dos parques eólicos *offshore* em comparação com os *onshore* (Bahamonde & Litrán, 2019; Golbazi & Archer, 2020; Lange *et al*., 2004; Nezhad *et al*., 2021). Esses fatores reforçam a relevância dessa fonte de energia renovável em escala global.

O avanço da tecnologia eólica *offshore* depende de avaliações precisas dos recursos eólicos realizadas com o auxílio de modelos numéricos, como o WRF (Weather Research and Forecasting) (Li *et al*., 2023; Liu *et al*., 2024; Saadatabadi *et al*., 2024). Esses modelos permitem a simulação do comportamento dos ventos marítimos e são amplamente utilizados para previsões de curto e médio prazo, bem como para analisar cenários futuros de mudanças climáticas (Khan & Tariq, 2018; Petersen, 2017). No entanto, sua precisão requer a calibração

de parâmetros físicos específicos da região, como esquemas de parametrização da camada limite planetária e a integração de dados observacionais (Mughal *et al*., 2017; Zack *et al*., 2010).

No Brasil, embora a energia eólica *onshore* tenha avançado significativamente, pesquisas sobre o potencial *offshore* ainda são escassas (Barroso *et al*., 2022; Freire & Fontgalland, 2022; Gorayeb *et al*., 2022). A costa nordestina, em particular, oferece condições favoráveis para a geração de energia eólica marítima. No entanto, a falta de dados observacionais *offshore* e as incertezas na modelagem representam barreiras significativas para a implementação de projetos na região (Silva *et al*., 2017; Barthelmie *et al*., 2016). Na região sul da Bahia, especialmente entre os municípios de Ilhéus e Mucuri, o potencial para o desenvolvimento de energia eólica *offshore* é considerável. Ainda assim, a falta de validações regionais de modelos numéricos e de dados observacionais confiáveis aumenta as incertezas sobre as condições dos ventos.

Estudos recentes, como os de Li *et al*. (2023) e Liu *et al*. (2024), demonstraram a utilidade do modelo WRF na simulação das condições eólicas *offshore* em várias regiões. No entanto, esses estudos também enfatizam a necessidade de uma validação adicional desses modelos em regiões topograficamente complexas, como a costa sul da Bahia. Essas áreas são caracterizadas por condições climáticas e geográficas específicas que exigem uma calibração adicional de parâmetros físicos para garantir previsões precisas. Apesar dos avanços na pesquisa eólica *offshore*, ainda há uma lacuna na validação de dados específicos da região que limita a precisão das avaliações de recursos eólicos baseadas em modelos, especialmente em regiões como a Bahia, onde faltam dados observacionais detalhados e confiáveis.

A ausência de estudos específicos e de dados *offshore* confiáveis levanta questões críticas: como os modelos numéricos podem ser adequadamente validados para estimar as condições dos ventos na região sul da Bahia? Os modelos existentes, como o WRF e o ERA5, são confiáveis o suficiente para apoiar decisões estratégicas sobre a instalação de parques eólicos *offshore*? Com base nessas questões, a seguinte hipótese é proposta: o modelo WRF, validado com dados de reanálise do ERA5 e observações de estações meteorológicas automáticas, pode estimar com precisão as condições eólicas *offshore* na região sul da Bahia, fornecendo uma base técnica para o planejamento de projetos de energia eólica. Este estudo visa preencher a lacuna identificada em pesquisas anteriores, validando o modelo WRF para condições locais e oferecendo insights para o planejamento de projetos eólicos *offshore* no Brasil.

Assim, este estudo tem como objetivos: (1) estimar as velocidades médias dos ventos *offshore* na região; (2) validar o modelo WRF utilizando dados de reanálise do ERA5 e

observações de Estações Meteorológicas Automáticas (EMAs); e (3) fornecer uma base técnica para o planejamento de projetos eólicos, contribuindo para o desenvolvimento sustentável da matriz energética do Brasil.

Para alcançar esses objetivos, o estudo utilizou simulações do modelo WRF com uma resolução espacial de 3 km, cobrindo o período de setembro de 2013 a setembro de 2014. Os resultados foram comparados com dados de reanálise do ERA5 e observações locais, permitindo análises estatísticas robustas e validações cruzadas. Essa abordagem metodológica está alinhada com estudos recentes sobre o potencial eólico *offshore*, garantindo alta resolução espacial para capturar processos de grande e mesoescala (Chancham, Waewsak & Gagnon, 2017; Pelser *et al*., 2024).

3.2 MATERIAL E MÉTODOS

A metodologia deste estudo baseou-se na definição da área de interesse e do período de estudo, conforme delineado no Banco de Dados de Simulação Computacional do modelo WRF (*Weather Research and Forecasting*), seguindo a abordagem estabelecida por De Jong *et al*. (2017). O período de estudo foi determinado com base na disponibilidade de dados validados pelas instituições responsáveis, coincidindo com o equinócio de primavera, de 22 de setembro de 2013 a 22 de setembro de 2014.

Foi realizado um levantamento detalhado dos dados disponíveis de velocidade do vento na região *offshore* delimitada, utilizando três fontes principais: saídas de modelagem do WRF, reanálises do ECMWF (ERA) e dados de monitoramento *in situ* das Estações Meteorológicas Automáticas (EMA) do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). Os dados de reanálise do ERA foram obtidos diretamente do ECMWF, enquanto os dados de monitoramento *in situ*, devido à limitação de locais de monitoramento *offshore*, utilizaram a estação EMA de Ilhéus (A410), localizada a 11 km em terra firme da costa. Esses dados *onshore* foram cuidadosamente extrapolados para as alturas de 100 m e 150 m utilizando o método do perfil logarítmico do vento (ou especificar outro método de extrapolação, por exemplo, lei de potência ou outras técnicas estatísticas), que é padrão para ajustar medições de vento a alturas padrão para avaliação eólica *offshore*.

Os dados de velocidade do vento das três fontes foram submetidos a análises estatísticas. Para correlacionar e validar os dados dessas fontes, foram utilizados o Teste ANOVA de Medidas Repetidas, o Diagrama de Taylor e a Correlação de Pearson, conforme descrito por Stull (2016) e Wilks (2020). Esses métodos foram empregados para avaliar a

consistência entre as saídas do modelo e os dados observacionais, bem como para detectar diferenças significativas nas velocidades do vento entre os conjuntos de dados.

Após a validação dos dados, as saídas do modelo WRF foram processadas para gerar representações gráficas sazonais (por estação) e anuais do período de estudo, fornecendo assim uma estimativa detalhada da velocidade do vento *offshore* para a área de estudo. Esses resultados gráficos permitiram a identificação de variações sazonais e uma representação mais precisa das condições do vento ao longo do período de estudo.

Além disso, métricas de validação, como o Erro Quadrático Médio (RMSE) e o viés, foram utilizadas para avaliar a precisão das simulações do modelo WRF, comparando as velocidades do vento previstas com os dados observados tanto das estações *in situ* quanto dos dados de reanálise do ERA5.

3.2.1 CARACTERIZAÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO

A região Nordeste do Brasil é particularmente favorável para estudos sobre o potencial de geração de energia eólica *offshore*, devido às suas características geográficas ideais para esse tipo de utilização (Rabelo *et al*., 2023). A extensa costa da região apresenta águas rasas e leitos oceânicos com inclinação suave, o que não apenas facilita a ancoragem de estruturas eólicas *offshore*, mas também maximiza o potencial de captação de energia eólica (Vinhoza & Schaeffer, 2021). Além disso, estudos indicam consistência e intensidade favoráveis dos ventos ao longo da costa, sugerindo um alto potencial para produção estável de energia eólica *offshore* (CEPEL, 2017).

A área de estudo definida para esta pesquisa concentra-se na zona costeira do sul do estado da Bahia, especificamente dentro da Zona Econômica Exclusiva (ZEE), estendendo-se até 24 milhas náuticas (44,4 km) da costa, com uma faixa de latitude entre 14,5ºS e 18,4ºS, correspondendo a região entre os municípios de Ilhéus e Mucuri. Essa área foi delimitada utilizando a Linha de Base do território brasileiro e a linha das 24 milhas, conforme definido pela Marinha do Brasil (2024), como mostrado na Figura 1.

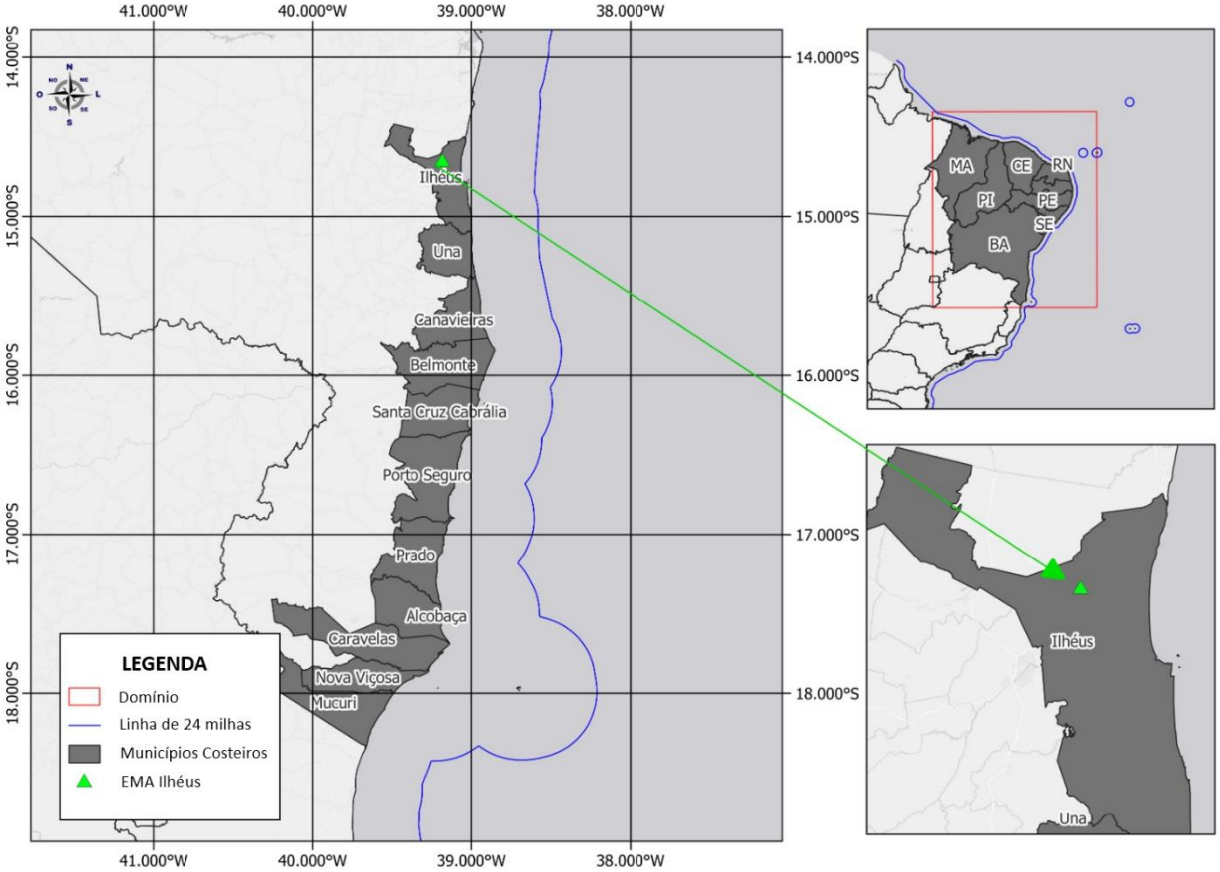


Figura 1 – Delimitação da área estudada.
Fonte: Autores.

As fontes de dados consideradas nesta metodologia incluem o monitoramento *in situ* do INMET, o banco de dados de reanálise do ERA e a modelagem computacional do WRF. O período de coleta dos dados de velocidade do vento foi definido de 22 de setembro de 2013 a 22 de setembro de 2014, coincidindo com o equinócio de primavera, com base na disponibilidade de dados validados pelas instituições responsáveis por cada fonte de dados. Esses intervalos de tempo foram escolhidos para alinhar-se com períodos de disponibilidade de dados validados, garantindo a confiabilidade dos resultados do estudo.

3.2.2 DADOS UTILIZADOS

3.2.2.1 Dados de vento *in situ*

A região Nordeste do Brasil possui fontes de dados limitadas para análise da velocidade do vento em regiões *offshore* (Santana *et al*., 2020; Santana & Silva, 2020). Não se identificaram medições diretas em ambiente marítimo (boias ou mastros anemométricos *offshore*) com cobertura adequada para a área de estudo no período analisado. Em razão disso, procedeu-se a um levantamento sistemático de estações meteorológicas públicas situadas na

faixa litorânea adjacente (INMET/BDMEP), com o objetivo de apoiar a validação observacional (Coriolano *et al*., 2022; Kovalski, 2023; Nascimento *et al*., 2022; Santos, 2020). Os dados das Torres Anemométricas (TAs) foram fornecidos por projetos gerenciados pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET).

Apesar da presença de várias EMAs na área de estudo como a [A437] UNA – BA e a [A447] BELMONTE - BA, apenas a EMA [A410] ILHÉUS – BA forneceu dados de medição horária para o período de estudo. A EMA de Ilhéus está localizada nas coordenadas geográficas 14°39'32"S e 39°10'53"W e está operacional e fornecendo dados validados desde 24 de janeiro de 2003 (Figura 1). As medições de velocidade do vento foram coletadas a 10 m de altura, que é o padrão adotado pelo INMET e recomendado pela OMM (Organização Meteorológica Mundial) para estações de superfície, por oferecer representatividade do escoamento próximo à superfície e comparabilidade entre séries e locais.

Os dados brutos coletados pela EMA estavam disponíveis em base horária e foram processados e organizados utilizando o Microsoft Excel. Registros que apresentavam discrepâncias ou velocidades do vento abaixo de 0,1 m/s foram descartados devido a possíveis problemas de precisão do equipamento ou falhas de registro. Para calcular as médias horárias, todas as medições registradas no mesmo horário específico do dia foram agrupadas. Por exemplo, todas as medições de velocidade do vento registradas às 00:00 foram agrupadas para calcular a média correspondente para esse horário, e esse mesmo procedimento foi repetido para cada hora, das 01:00 às 23:00.

Ao calcular as médias para cada hora, obteve-se a velocidade média do vento para cada hora do dia durante o período analisado. Essas médias horárias foram então submetidas a análises de linha de tendência e desvio padrão para identificar padrões nos dados de vento. Por fim, os dados foram extrapolados para as alturas de interesse (100 m e 150 m) utilizando o método do perfil logarítmico do vento para ajustar as medições às alturas padrão necessárias para a análise eólica *offshore*.

3.2.2.2 Dados de Reanálise do ERA5

Os dados de reanálise são produzidos pela integração de previsões numéricas com dados observacionais da rede meteorológica global. O Centro Europeu de Previsões Meteorológicas de Médio Prazo (ECMWF) desenvolveu a Reanálise ECMWF v5 (ERA5), que é a quinta geração de reanálise climática global produzida pelo Serviço de Mudanças Climáticas Copernicus e implementada por Hersbach *et al*. (2020).

O ERA5 foi criado utilizando a assimilação de dados atmosféricos e de superfície em quatro dimensões por meio do Sistema Integrado de Previsão (IFS) do ECMWF. Esse sistema opera com 137 níveis verticais em coordenadas sigma, que utilizam a pressão atmosférica superficial como referência. Além disso, o ERA5 fornece uma resolução espacial horizontal de 31 km para todos os níveis atmosféricos. O conjunto de dados abrange desde janeiro de 1950 até o presente, oferecendo estimativas horárias de uma ampla gama de variáveis climáticas atmosféricas, terrestres e oceânicas. O ERA5 também fornece informações de incerteza para todas essas variáveis, embora em resoluções espaciais e temporais reduzidas (Tian *et al*., 2023; Wang *et al*., 2023; Shi *et al*., 2024).

Os dados horários de velocidade do vento a 100 m estavam disponíveis para o mesmo período dos dados observacionais, permitindo uma análise comparativa direta entre modelos e dados de referência, com testes de significância ($p < 0,05$) para sustentar as conclusões (Varga & Breuer, 2022). O recorte espacial abrangeu o domínio costeiro analisado e o ponto da EMA de Ilhéus, assegurando co-localização entre os campos em grade (WRF/ERA5) e a série observada.

O pré-processamento dos dados do ERA5 envolveu interpolação temporal para ajustar a resolução dos dados observacionais *in situ* da EMA Ilhéus. A interpolação temporal foi necessária porque, embora o ERA5 forneça registros de velocidade do vento para todas as horas e dias do período estudado, os dados da EMA Ilhéus apresentam lacunas devido a períodos de manutenção ou falhas no equipamento. Portanto, os dados disponíveis da EMA Ilhéus foram comparados apenas com os dados do ERA5 para aquelas horas específicas em que os dados da EMA Ilhéus estavam disponíveis, excluindo as medições do ERA5 onde não havia medições correspondentes da EMA.

Para garantir uma comparação consistente entre os conjuntos de dados, as médias horárias dos dados de velocidade do vento foram calculadas tanto para o ERA5 quanto para a EMA Ilhéus. Esse processo garantiu que a resolução temporal dos dados estivesse alinhada, permitindo uma análise estatística significativa. A interpolação temporal dos dados do ERA5 ajudou a preencher as lacunas nos dados da EMA Ilhéus, tornando a comparação entre os dois conjuntos de dados mais robusta e estatisticamente significativa.

3.2.2.3 Modelagem Numérica de Previsão em Mesoescala do WRF

O modelo de mesoescala utilizado neste estudo foi o WRF versão 4.2, desenvolvido pelo *National Center for Atmospheric Research* (NCAR). Do ponto de vista computacional,

uma configuração de domínio único é mais eficiente, de acordo com a estrutura do código do modelo WRF, que foi projetado para resolver a dinâmica atmosférica em domínios com maior número de pontos de grade (Kruse *et al*., 2013; Moreno *et al*., 2020). Essa abordagem otimiza o desempenho computacional enquanto garante alta precisão na simulação das condições atmosféricas.

O WRF é um sistema de modelagem dinâmica atmosférica amplamente utilizado tanto em pesquisas meteorológicas quanto em ambientes operacionais. Ele resolve numericamente uma ampla gama de processos atmosféricos dentro da camada limite atmosférica, incluindo os efeitos da rugosidade da superfície (tanto em terra quanto no mar), fluxos de calor e umidade, estabilidade atmosférica, perfis de velocidade do vento e turbulência. As simulações do WRF e os cálculos da dinâmica atmosférica são baseados em um conjunto abrangente de processos físicos, incluindo microfísica, convecção, turbulência, processos de superfície, processos da camada limite e radiação (Loriato *et al*., 2018).

Para este estudo, o modelo WRF foi configurado com um conjunto abrangente de parametrizações físicas para otimizar seu desempenho em simulações atmosféricas. Essas configurações incluem o esquema da camada limite planetária (PBL), o esquema de superfície (CP), o modelo de solo (MS), a microfísica de nuvens, a parametrização de cumulus e os processos de radiação. Esse conjunto de configurações foi projetado para capturar dinâmicas climáticas complexas, especialmente para simulações que exigem condições iniciais e de contorno sensíveis nas áreas de estudo (Gonçalves *et al*., 2024; Yu *et al*., 2022).

Para o estudo da energia eólica *offshore*, foi adotada uma grade com resolução de 3 km para comparar as simulações do WRF com dados observados de recursos eólicos sobre o Oceano Atlântico, próximo à costa do Nordeste do Brasil, desde a costa leste da Bahia até partes do estado do Maranhão. A extensão da grade foi escolhida para capturar os efeitos das condições meteorológicas de mesoescala no recurso eólico *offshore*, permitindo que o modelo desenvolvesse circulações regionais impulsionadas pelos processos físicos ocorrentes na área (Silveira & Carvalho, 2021; Wu *et al*., 2022). Essa resolução permite que o modelo resolva fenômenos em escala local que impactam significativamente a produção de energia eólica.

A determinação do domínio para a simulação dos recursos eólicos *offshore* no Nordeste do Brasil foi baseada nas pesquisas de De Jong *et al*. (2017) e Dörenkämper *et al*. (2020). A simulação dos dados de velocidade do vento foi configurada para as alturas de 100 m e 150 m, com dados horários coletados ao longo de um período de 386 dias. Esse período foi escolhido para capturar variações sazonais e diárias na velocidade do vento, que são críticas para a avaliação do potencial de energia eólica.

Para a seleção dos parâmetros físicos, baseamo-nos em pesquisas de estudos *offshore* anteriores que demonstraram resultados satisfatórios para a simulação da variável meteorológica velocidade do vento. Esses estudos forneceram evidências de que as parametrizações escolhidas apresentaram bom desempenho em ambientes *offshore* e foram eficazes na simulação da velocidade do vento nas alturas requeridas (Gonzáles-Mingueza & Muñoz-Gutiérrez, 2014; Lumbreras & Ramos, 2013; Miglietta, Zecchetto & De Biasio, 2013). A Tabela 1 descreve a configuração inicial para a parametrização física utilizada na simulação do modelo WRF.

Tabela 1 – Configurações e parametrizações físicas utilizadas na simulação com o modelo WRF.

Parâmetro	**Valor/Descrição**
Modelo de mesoescala	WRF
Resolução horizontal do modelo de mesoescala	3 km
Base de dados de vento	ERA5 no período de 09/2013 a 09/2014
Base de dados de topografia	SRTM de resolução espacial 30 m
Base de dados de rugosidade	Sensor MODIS de resolução espacial 925 m
Número de níveis verticais da atmosfera	61
Radiação de comprimento de onda longa	*Rapid Radiative Transfer Model* (RRTMG)
Radiação de comprimento de onda curta	*Rapid Radiative Transfer Model* (RRTMG)
Microfísica	WRF *Single-Moment 6-class*
Cumulus	Kain-Fritsh
Camada de superfície	MYJ
Modelo de superfície do solo	*Noah Land Surface Model* (Noah LSM)
Camada limite planetária	MYNN 2.5

Fonte: Autores

3.2.3 ANÁLISE DE TENDÊNCIA E EXTRAPOLAÇÃO DA VELOCIDADE VERTICAL DO VENTO

3.2.3.1 Análise de Tendência

A análise de tendência envolve várias etapas metodológicas importantes com o objetivo de determinar a direção e a significância das variações nos dados ao longo do tempo. O principal objetivo é identificar se há uma tendência de aumento ou diminuição nos dados, o que pode fornecer *insights* valiosos para previsões futuras e tomada de decisões.

Para modelar a tendência, aplicam-se métodos de regressão, utilizando regressão linear simples. Nesse contexto, o valor observado — a velocidade do vento em cada instante na altura analisada (observada, extrapolada ou modelada) — é tratado como a variável dependente (Y), enquanto o tempo (X) serve como a variável independente. A relação entre o tempo e a velocidade do vento pode ser descrita pela seguinte equação linear:

$$Y = \beta 0 + \beta 1 X + \epsilon$$

Onde β_0 representa o intercepto, que é o valor estimado de Y quando X é igual a 0; β1 é o coeficiente angular (ou de inclinação), que indica a taxa de variação de Y em relação a X (isto é, a tendência); e ϵ denota o erro residual, representando a diferença entre os valores observados e os valores previstos.

Uma vez que o modelo está configurado, o próximo passo é estimar o coeficiente angular (β1) utilizando o método dos mínimos quadrados. Essa abordagem minimiza a soma dos quadrados das diferenças entre os valores observados e os valores previstos (com base no modelo), fornecendo assim a melhor estimativa da relação entre o tempo e a velocidade do vento.

O coeficiente angular (β1) indica a direção da tendência: uma inclinação positiva ($\beta 1 > 0$) sugere uma tendência de aumento, indicando que as velocidades do vento estão crescendo ao longo do tempo. Uma inclinação negativa ($\beta 1 < 0$) sugere uma tendência de diminuição, indicando que as velocidades do vento estão diminuindo.

Após o cálculo da inclinação, realiza-se o Teste T para avaliar a significância estatística do coeficiente angular. O teste de hipótese é formulado da seguinte forma: H0: $\beta 1 = 0$ (sem tendência); Ha: $\beta 1 \neq 0$ (há tendência).

O Teste T é calculado utilizando a seguinte fórmula:

$$T = \frac{\beta 1}{SE(\beta 1)}$$

Onde SE(β1) é o erro padrão da estimativa do coeficiente angular, o qual mede a variabilidade da inclinação estimada.

Em seguida, calcula-se o valor de p (*P-value*), que representa a probabilidade de se observar uma inclinação tão extrema quanto o valor estimado, assumindo que a hipótese nula (H0) seja verdadeira. O valor de *p* orienta a decisão sobre a significância da inclinação: se *p* for menor que o nível de significância (α, geralmente 0,05), rejeita-se H_0 e conclui-se que há tendência estatisticamente significativa. Se *p* for maior que α, não se rejeita H_0, indicando ausência de tendência significativa nos dados. Esse processo permite identificar se os dados apresentam uma tendência ao longo do tempo e fornece uma base para análises futuras e tomada de decisões fundamentadas.

3.2.3.2 Extrapolação

Nos estudos sobre energia eólica, o interesse atual está voltado principalmente para as velocidades do vento na altura do rotor das turbinas eólicas, que normalmente varia entre 80 e 150 m (Alayat, Kassem & Çamur, 2018; Mathos *et al*., 2020). No entanto, os dados observacionais disponíveis são, em geral, coletados por anemômetros em altitudes mais baixas, e há ainda menos dados disponíveis em zonas *offshore*, onde as medições são feitas, em sua maioria, por meio de boias oceânicas, embarcações e outras plataformas flutuantes próximo ao nível médio do mar.

Por isso, torna-se necessário realizar a extrapolação vertical da velocidade do vento, que consiste em estimar a velocidade do vento em maiores altitudes com base em medições feitas em alturas de referência mais baixas (Crippa *et al*., 2021; Kent *et al*., 2018).

A lei logarítmica é comumente utilizada para esse tipo de extrapolação, baseada na velocidade do vento medida na altura de referência e no fator de rugosidade do terreno (Bañuelos-Ruedas, Angeles-Camacho & Ríos-Marcuello, 2010). Esse método é eficaz para prever velocidades do vento em altitudes mais elevadas, especialmente em ambientes *offshore*, onde a medição direta nessas alturas é, muitas vezes, impraticável.

Para padronizar os resultados e facilitar comparações estatísticas entre diferentes fontes de dados, foi necessário extrapolar os valores de velocidade do vento para as alturas de interesse deste estudo. A equação que descreve a velocidade do vento na altura do rotor da turbina eólica é a seguinte:

$$U = U_{ref} \frac{ln\,(\frac{h}{z_0})}{ln\left(\frac{h_{ref}}{z_0}\right)}$$

Nesta fórmula, U é a velocidade do vento na altura desejada h (em m/s), enquanto Uref é a velocidade do vento medida na altura de referência $h$ref (em m/s). A altura h corresponde à altura na qual se deseja calcular a velocidade do vento, e $h$ref é a altura de referência onde a velocidade foi originalmente medida. Nesta pesquisa, assumiu-se uma atmosfera neutra com rugosidade z_0 = 0,0002 m, valor considerado apropriado para condições de mar calmo (Li *et al*., 2020; Machrafi, 2012; Wieringa, 1986).

Para estimar a velocidade do vento em alturas ideais para a geração de energia eólica, foi realizada extrapolação vertical para as alturas de 100 m e 150 m. Os dados de velocidade do

vento obtidos da EMA Ilhéus, medidos a uma altura de 10 m, foram extrapolados para as alturas-alvo de 100 m e 150 m utilizando a lei logarítmica.

Já os dados do ERA5, que já estavam disponíveis para a altura de 100 m, foram extrapolados apenas para 150 m. Para o modelo WRF, não foi necessária extrapolação vertical, pois o próprio modelo realiza automaticamente a interpolação vertical durante o processamento dos dados, extraindo informações em diversas alturas dentro da grade do modelo.

3.2.3.3 Comparação estatística

Para garantir a compatibilidade entre os dados provenientes das três diferentes fontes, foram aplicadas interpolações temporal e espacial a fim de normalizar os valores de velocidade do vento. As séries de velocidade do vento foram padronizadas para resolução horária (UTC) e, para cada fonte — monitoramento *in situ*/INMET, WRF e ERA5 — calculou-se a média da velocidade correspondente a cada hora do dia. Essa etapa assegurou que os dados das diferentes fontes fossem comparáveis e estivessem alinhados tanto em resolução temporal quanto espacial.

A correlação entre as velocidades do vento provenientes dessas três fontes foi avaliada utilizando o coeficiente de correlação de Pearson. Esse método quantifica a magnitude e o sinal da relação linear entre as velocidades do vento provenientes das diferentes fontes. Valores próximos de +1 indicam alta consistência linear positiva entre as séries; próximos de −1, consistência linear inversa; e valores próximos de 0 sugerem fraca associação e, portanto, maior discrepância entre os conjuntos de dados.

Para verificar se havia diferenças estatisticamente significativas entre as velocidades do vento fornecidas pelas três fontes, aplicou-se ANOVA para medidas repetidas. Esse teste é apropriado quando o mesmo sujeito — aqui, a própria área de estudo — é medido diversas vezes sob condições distintas, representadas pelas diferentes fontes de dados. Tomou-se cada *timestamp* horário comum às séries como unidade de análise. A hipótese nula considerou igualdade das médias entre as fontes; rejeitou-se H_0 quando $p < 0{,}05$.

Além disso, foi utilizado o Diagrama de Taylor para uma avaliação abrangente dos dados de velocidade do vento. Esse diagrama permite a visualização simultânea de várias métricas estatísticas, incluindo correlação, desvio padrão e erro quadrático médio (RMSE), fornecendo uma avaliação holística do desempenho do modelo. A correlação indica quão bem os dados simulados se ajustam aos dados observados, enquanto o desvio padrão e o RMSE fornecem medidas da variabilidade e do erro total na simulação, respectivamente.

A validação dos resultados consistiu na comparação dos dados simulados de velocidade do vento pelo modelo WRF com os dados observados da EMA (*in situ*) e da reanálise ERA5. Essa comparação permitiu avaliar a precisão do modelo WRF, ajudando a determinar o quão bem as previsões do modelo se alinham com as medições reais de velocidade do vento e assegurando a confiabilidade do modelo para previsões futuras de energia eólica.

3.2.3.4 Correção de Pearson

O coeficiente de correlação de Pearson (r) é uma medida estatística amplamente utilizada que quantifica a força e a direção da relação linear entre duas variáveis. Neste estudo, a correlação de Pearson foi utilizada para avaliar a relação entre as velocidades do vento obtidas a partir de três fontes distintas: monitoramento *in situ* (dados do INMET), o modelo de previsão do tempo WRF e a reanálise global ERA5 do ECMWF. O coeficiente de correlação de Pearson varia de -1 a 1, sendo que: 1 indica uma correlação positiva perfeita (ou seja, à medida que uma variável aumenta, a outra também aumenta proporcionalmente), 0 indica ausência de correlação linear (ou seja, as duas variáveis não estão linearmente relacionadas), e -1 indica uma correlação negativa perfeita (ou seja, à medida que uma variável aumenta, a outra diminui proporcionalmente) (Benesty *et al*., 2009; Xiang *et al*., 2022).

Matematicamente, a correlação de Pearson é calculada utilizando a seguinte fórmula:

$$r = \frac{\sum_{i=1}^{n}(x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^{n}(x_i - \bar{x})^2 \sum_{i=1}^{n}(y_i - \bar{y})^2}}$$

Onde:

- x_i e y_i são os valores das duas variáveis para as quais estamos calculando a correlação;
- $\bar{x}$ e $\bar{y}$ são as médias dos valores de x e y, respectivamente;
- n é o número de pares de valores considerados.

Neste estudo, o coeficiente de correlação de Pearson foi utilizado para determinar o grau de concordância entre diferentes fontes de dados de velocidade do vento, incluindo os dados de monitoramento *in situ* (INMET), as simulações do modelo WRF e os dados de reanálise ERA5. O coeficiente de correlação indica quão fortemente os valores de velocidade do vento provenientes das diferentes fontes estão linearmente relacionados, fornecendo uma visão sobre a precisão e consistência das previsões do modelo.

Ao calcular a correlação de Pearson, o estudo avalia se as previsões do modelo WRF estão alinhadas com as velocidades do vento observadas e os dados reanalisados, validando assim a capacidade do modelo de reproduzir condições reais. Uma correlação positiva elevada

(próxima de 1) indicaria que os dados simulados e observados estão em forte concordância, enquanto uma correlação baixa ou negativa sugeriria discrepâncias, apontando para possíveis áreas de melhoria do modelo.

Essa análise desempenha um papel crucial na avaliação da confiabilidade do modelo WRF para estudos de energia eólica, ajudando a confirmar se o modelo é capaz de prever com precisão as velocidades do vento na região de estudo, em comparação com as fontes de dados observacionais e reanalisadas (Benesty *et al*., 2009; Xiang *et al*., 2022).

3.2.3.5 Teste ANOVA para medidas repetidas

O teste ANOVA para medidas repetidas é uma técnica estatística utilizada para comparar as médias de três ou mais grupos em que as mesmas amostras são medidas várias vezes sob diferentes condições ou em diferentes momentos. Esse método é especialmente útil em estudos longitudinais ou de séries temporais, nos quais as observações estão correlacionadas devido às medições repetidas nos mesmos sujeitos ao longo do tempo.

O teste foi aplicado para avaliar variações significativas nas velocidades do vento coletadas em diferentes horas ao longo de um ano, considerando a correlação entre as medições horárias repetidas. Essa abordagem permite a detecção de padrões temporais e variações influenciadas por fatores sazonais ou diurnos, contribuindo para uma compreensão mais aprofundada da dinâmica da velocidade do vento em diferentes condições temporais (Langenberg *et al*., 2022; Maslor & Hasan, 2024).

O modelo estatístico para a ANOVA para medidas repetidas pode ser expresso como:

$$Y_{ijkl} = \mu + D_j + T_k + e_{ijk}$$

Onde:

- Y_{ijkl} é a velocidade do vento observada no instante i do dia j;
- μ é a média geral da velocidade do vento;
- D_j é o efeito da hora do dia i (fator de medidas repetidas);
- T_k é o efeito do sujeito j (neste caso, o "sujeito" pode ser interpretado como o dia do ano, já que as medições são feitas repetidamente ao longo dos dias);
- e_{ijk} é o erro residual associado à observação no instante i do dia j.

A ANOVA para medidas repetidas decompõe a variação total das observações em componentes atribuídos a diferentes fatores, como hora do dia, dia do ano e suas interações. Essa decomposição ajuda a avaliar se a variação da velocidade do vento é significativa entre

diferentes horários do dia, dias ou estações, e se os efeitos temporais (por exemplo, variações diurnas ou sazonais) têm um impacto estatisticamente significativo na variação da velocidade do vento.

Para garantir que o modelo seja válido, os resíduos, isto é, a diferença entre os valores observados e os valores previstos devem atender a várias suposições: normalidade: os resíduos devem seguir uma distribuição normal; homoscedasticidade: a variância dos resíduos deve ser constante entre os diferentes níveis das variáveis independentes (hora do dia e dia do ano); independência: os resíduos devem ser independentes entre si, ou seja, os erros de medição não devem estar correlacionados. Essas suposições são verificadas por meio de métodos gráficos (por exemplo, gráficos de resíduos) e testes estatísticos apropriados (Muhammad, 2023).

3.2.3.6 Diagrama de Taylor

O diagrama de Taylor é uma ferramenta gráfica utilizada para comparar conjuntos de dados de previsão (f_n) com dados de referência (r_n), visualizando métricas estatísticas como o Erro Quadrático Médio (RMSE), o Desvio Padrão e o Coeficiente de Correlação de Pearson. Cada conjunto de dados é representado como um ponto no diagrama, sendo a posição desse ponto determinada por essas três estatísticas. Pontos mais próximos indicam maior similaridade entre os conjuntos de dados, enquanto pontos mais distantes sugerem maiores discrepâncias (Tuchtenhagen, 2019).

O RMSE mede a acurácia dos resultados numéricos, expressando o erro nas mesmas unidades da variável analisada. Ele quantifica a diferença entre a saída do modelo e o valor observado, considerando magnitude, frequência e fase. No entanto, o RMSE não é influenciado por erros sistemáticos. Ele serve como um indicador da discordância geral entre as previsões do modelo e as observações (Willmott, Matsuura & Robeson, 2009).

A fórmula do RMSE (*Root Mean Square Error*) é:

$$RMSE = \frac{\sum_{i=1}^{n}(r_n - f_n)^2}{n}$$

Onde:

- r_n representa a velocidade do vento observada,
- f_n representa a velocidade do vento prevista,
- n é o número total de pontos de dados.

Um RMSE menor indica um melhor ajuste entre as previsões do modelo e os dados observados, enquanto um RMSE maior indica maiores discrepâncias.

Quando a razão entre o desvio padrão do modelo e o desvio padrão das observações excede 1, isso sugere que o modelo superestima a amplitude das variações nos dados observados (Coles, 2001).

O coeficiente de correlação de Pearson (r) mede a relação linear entre duas variáveis quantitativas. Ele indica a capacidade do modelo de reproduzir a estrutura de frequência e fase dos dados observados. Os valores de r variam de –1,0 a 1,0, onde:

- 1 indica correlação positiva perfeita (o modelo reproduz perfeitamente as observações),
- –1 indica correlação negativa perfeita (o modelo se opõe completamente às observações),
- 0 indica ausência de correlação linear (o modelo não se relaciona linearmente com as observações).

É importante observar que uma correlação zero não descarta a possibilidade de uma relação não linear, a qual deve ser explorada por métodos alternativos (Wilks, 2020).

A correlação de Pearson é calculada como:

$$R = \frac{\frac{1}{n}\sum_{1}^{N}(f_n - 'f)(r_n - 'r)}{\sigma_f\,\sigma_r}$$

Onde:

- ‘f e ‘r são os valores médios das velocidades do vento previstas e observadas,
- σ_f e σ_r são os desvios padrão dos dados previstos e observados.

A relação entre as estatísticas — correlação, RMSE e desvio padrão — é representada geometricamente pela lei dos cossenos. No diagrama de Taylor, cada conjunto de dados é representado por um ponto, determinado pelos valores dessas três estatísticas. A proximidade dos pontos reflete a similaridade entre os conjuntos de dados: quanto mais próximos, maior a similaridade. Esse diagrama oferece uma forma poderosa de avaliar o quanto o modelo reproduz os dados observados em termos de magnitude e estrutura temporal.

Segundo Tuchtenhagen (2019), o diagrama é particularmente útil para selecionar a melhor representação do modelo, considerando os limites de erro dentro dos quais o valor real deve se situar. Em condições experimentais, podem ser realizadas várias medições repetidas, e a melhor representação dos dados deve ser selecionada com base nessas análises.

3.2.3.7 Apresentação dos Dados de Velocidade do Vento no Modelo WRF

Os dados de velocidade do vento do modelo WRF foram processados e agrupados em médias horárias, organizadas em períodos sazonais (por estação) e anuais, para as alturas de

100 m e 150 m. Essa organização facilitou a análise dos dados sob diferentes perspectivas, permitindo uma avaliação mais detalhada da variação da velocidade do vento ao longo do tempo.

O agrupamento sazonal dividiu o período de estudo nas seguintes estações: Primavera de 22 de setembro a 21 de dezembro; Verão de 22 de dezembro de 2013 a 20 de março de 2014; Outono de 21 de março a 21 de junho de 2014; Inverno de 21 de junho a 22 de setembro de 2014, totalizando 4 agrupamentos sazonais. Cada estação foi analisada separadamente para observar as tendências sazonais e variações na velocidade do vento. O agrupamento anual considerou todo o período do estudo, fornecendo uma visão abrangente da dinâmica da velocidade do vento ao longo do ano. Foram realizados agrupamentos separados para cada uma das alturas estudadas (100 m e 150 m).

Para visualizar as tendências, foram utilizadas ferramentas de visualização de dados para apresentar graficamente a série temporal dos dados de velocidade do vento. Essas ferramentas permitiram mostrar a evolução da velocidade média do vento hora a hora ao longo do tempo para cada agrupamento. A visualização possibilitou uma compreensão mais clara de como a velocidade do vento variou em cada estação e ao longo do ano, fornecendo informações valiosas sobre a dinâmica temporal do recurso eólico.

3.3 RESULTADOS

3.3.1 ANÁLISE DAS VELOCIDADES DO VENTO POR FONTE DE DADOS

Os resultados da extrapolação de altura, da reanálise e da modelagem foram organizados de acordo com as alturas de interesse previamente definidas neste estudo, permitindo a visualização da velocidade do vento na área e período especificados, com foco na localização geográfica da Estação Meteorológica Automática (EMA) de Ilhéus.

3.3.2 OBSERVAÇÕES DA EMA ILHÉUS

Os dados cobriram o período determinado do estudo. Caso todas as medições horárias tivessem sido realizadas, o total seria de 8784 registros (considerando 366 dias). No entanto, o número real foi ligeiramente inferior ao esperado, totalizando 8749 medições. Esses dados foram organizados em informações horárias, a partir das quais foi calculada a média para cada hora do dia.

A Tabela 2 apresenta os resultados de um ajuste linear da velocidade do vento na EMA Ilhéus para o período 22/09/2013–22/09/2014, incluindo o coeficiente angular (*slope*), a estatística t do coeficiente e o p-valor correspondente. Trata-se de um diagnóstico descritivo e intra-anual; por abranger apenas 12 meses, não deve ser interpretado como tendência climática de longo prazo.

Tabela 2 – Resultado da análise de tendência.

Locality	**Inclination (*Slope*)**	**T-Test**	**P-value**
EMA of Ilhéus	0,0012	0,125	0,903

Fonte: Autores

A aplicação da Regressão Linear aos dados coletados *in situ* permitiu a identificação de tendências ao longo do tempo ou em relação a outras variáveis, proporcionando uma compreensão mais aprofundada das características e comportamentos da velocidade do vento.

Os resultados da análise de tendência para a localidade de Ilhéus estão resumidos na Figura 2.

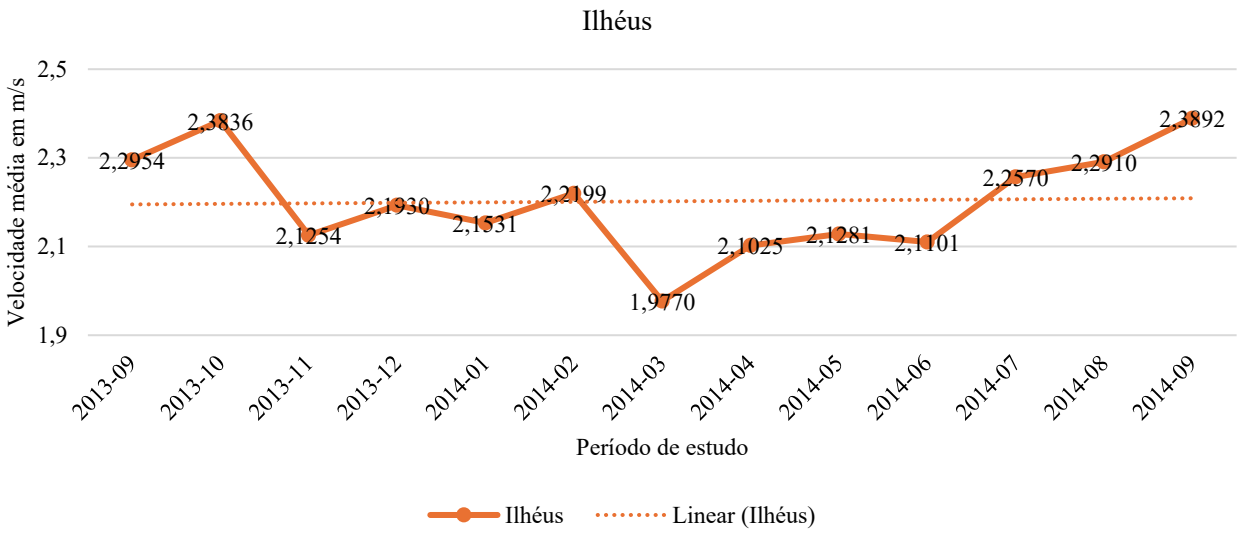


Figura 1 – Linha de Tendência por Regressão Linear para Ilhéus/BA.
Fonte: Autores.

O coeficiente angular da regressão linear foi de 0,0012, indicando uma leve tendência de aumento na velocidade do vento ao longo do tempo. O valor do Teste t foi de 0,125, e o p-valor obtido foi de 0,903, sugerindo que abaixo de 0,95 a tendência não é estatisticamente significativa. Isso indica que não há evidências de que a velocidade do vento em Ilhéus esteja se alterando de forma relevante com o passar do tempo. Esses resultados sugerem que os dados coletados são consistentes e mantêm um padrão estável — aspecto essencial para análises de tendência de longo prazo.

Com base nos dados disponibilizados publicamente pelo site do INMET, foi possível observar a velocidade do vento na localidade de Ilhéus a partir de estações com anemômetros

posicionados a 10 m de altura. Essas velocidades foram então extrapoladas para as altitudes de 100 e 150 m.

Na Figura 3, observa-se o ciclo diurno da velocidade do vento, com médias horárias calculadas sobre o período 22/09/2013–22/09/2014 (UTC). O procedimento consistiu em agrupar os registros por hora do dia e computar a média e a dispersão correspondentes em Ilhéus, conforme registros do INMET. A velocidade média diária do vento foi de 2,18 m/s a 10 m, 2,78 m/s a 100 m e 2,88 m/s a 150 m de altura. O gráfico evidencia um padrão diurno: a velocidade do vento aumenta a partir das 11h, atingindo seu pico entre 15h e 17h, com valores máximos variando entre aproximadamente 4,5 m/s e 5,5 m/s. Durante a noite, as velocidades diminuem gradualmente. Esse padrão se mantém em todas as altitudes, com velocidades mais elevadas quanto maior a altura, devido à menor fricção e ao maior transporte de momento nos níveis superiores. Ao longo do dia, o aquecimento da superfície e a maturação da brisa marítima intensificam a mistura turbulenta, o que eleva as velocidades no período da tarde (Anjos et al., 2020).

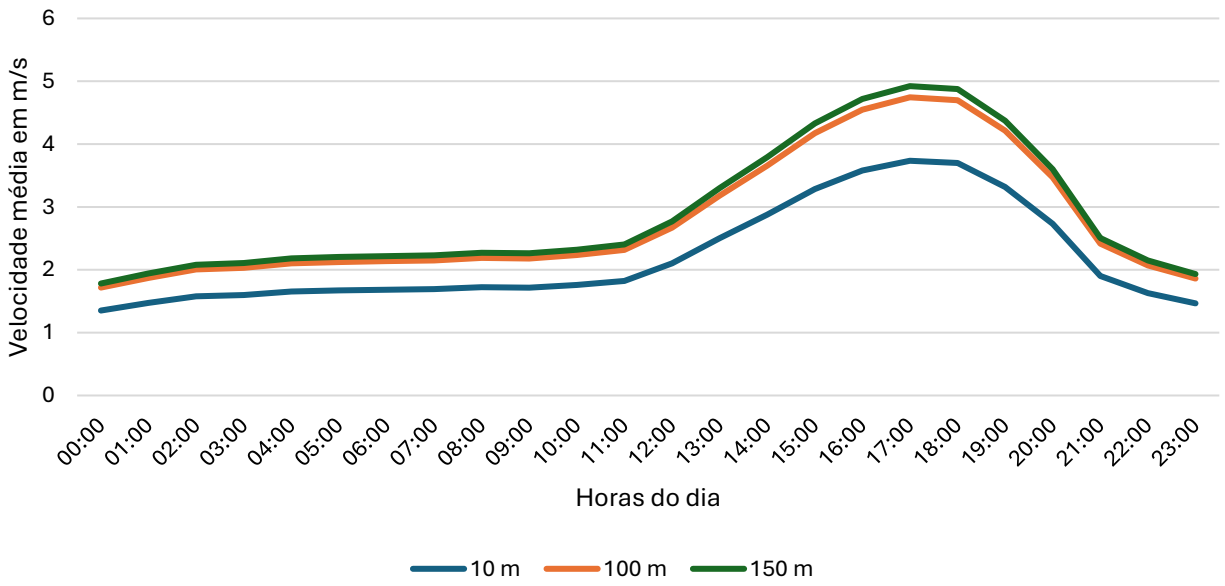


Figura 2 – Velocidade média horária observada e extrapolada.
Fonte: Autores.

3.3.3 DADOS DE REANÁLISE ERA5

Os dados horários de reanálise do modelo ERA5 foram utilizados nesta pesquisa para a análise da velocidade do vento a 100 m de altura, sendo posteriormente extrapolados para 150 m. Esses dados cobrem o mesmo período dos dados observacionais obtidos na EMA Ilhéus.

A Figura 4 apresenta a comparação entre a velocidade média horária do vento simulada pelo ERA5 e os dados observacionais para as altitudes de 100 m (OBS. 100 m) e 150 m (OBS. 150 m). As velocidades observadas apresentam um comportamento semelhante ao longo do dia, com uma diminuição nas primeiras horas e um valor mínimo por volta das 04:00, seguido de um aumento gradual até atingir o pico máximo entre 13:00 e 15:00, com velocidades de aproximadamente 4,5 m/s a 100 m e 5,5 m/s a 150 m.

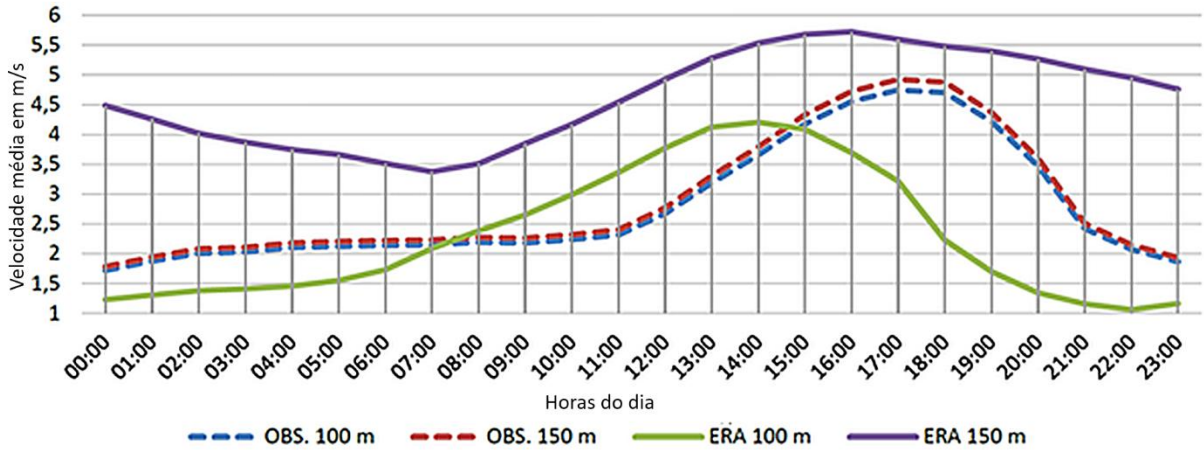


Figura 3 – Velocidade Média Horária Simulada pelo ERA5 Comparada aos Resultados Observados da EMA Ilhéus.
Fonte: Autores.

Em comparação com as simulações do modelo ERA5, observa-se que as velocidades simuladas a 100 m (ERA 100 m) seguem de forma geral o padrão observado. No entanto, o modelo tende a subestimar as velocidades durante o início da tarde, com um valor máximo de aproximadamente 3,5 m/s.

Por outro lado, as simulações realizadas a 150 m de altura (ERA 150 m) demonstram maior precisão, com valores mais próximos dos observados, especialmente no período entre 13h e 15h, indicando um pico de velocidade do vento semelhante ao verificado nas observações.

A coincidência dos horários de pico da velocidade do vento entre os dados observacionais e as simulações sugere que a reanálise ERA5 apresenta precisão adequada na representação do padrão diurno da velocidade do vento em Ilhéus. Esse aspecto é fundamental para aplicações em planejamento eólico, meteorologia e outras áreas que dependem de uma modelagem precisa do comportamento do vento. Apesar de algumas discrepâncias pontuais, o ERA5 consegue captar as principais características da variação diurna dos ventos, refletindo fatores meteorológicos locais. Esses resultados corroboram a utilização dos dados de reanálise ERA5 como uma ferramenta valiosa para complementar e validar os dados observacionais, oferecendo uma visão abrangente das condições de vento na região de Ilhéus.

3.3.4 DADOS DO MODELO WRF

A utilização do modelo WRF permite uma simulação mais precisa das condições anemométricas locais, ao considerar variáveis de superfície e processos físicos atmosféricos. Os dados do WRF foram simulados em intervalos de uma hora, abrangendo as altitudes de 100 e 150 metros.

As simulações do WRF indicam, conforme apresentado na Figura 5, uma velocidade do vento mais estável, variando entre 3,4 m/s e 5 m/s a 100 m, e entre 3,5 m/s e 5 m/s a 150 m, reproduzindo o ciclo diurno com variações mais suaves.

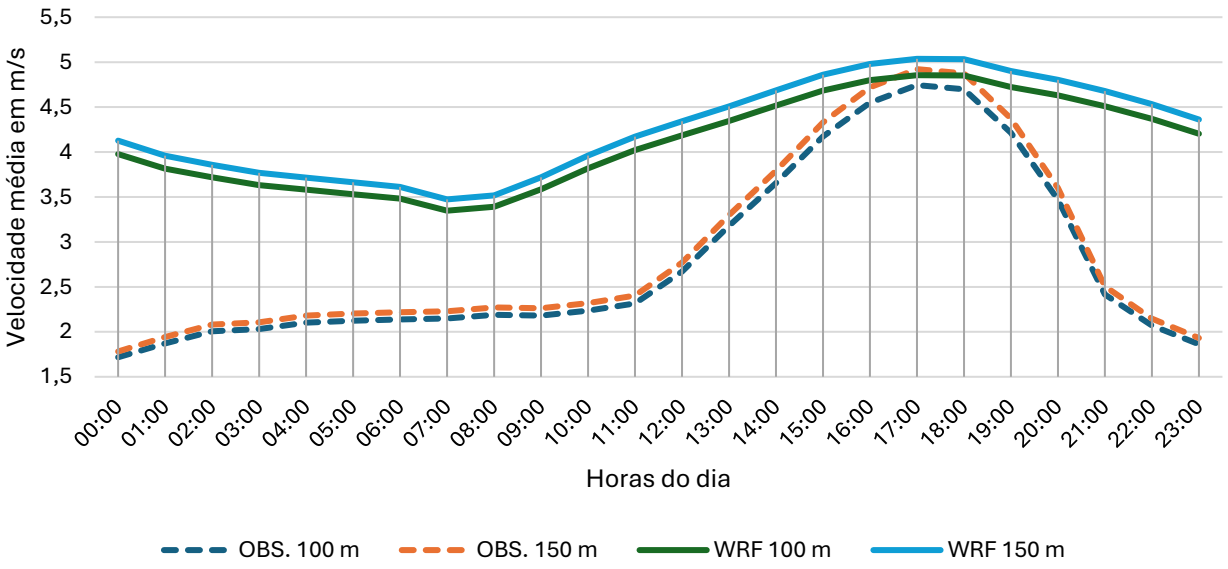


Figura 4 – Velocidade Média Horária Simulada pelo WRF Comparada aos Resultados Observados da EMA Ilhéus/BA.
Fonte: Autores.

As comparações demonstram que o modelo WRF tende a subestimar a velocidade do vento, especialmente entre 13h e 21h, e reflete de forma menos acentuada a diferença de velocidade entre as altitudes de 100 m e 150 m observada nos dados reais.

3.3.5 VELOCIDADES POR FONTE PARA ALTURAS DE INTERESSE

A análise dos dados de velocidade do vento provenientes de fontes distintas em um único gráfico é fundamental, pois permite uma comparação clara e direta entre observações reais e simulações dos modelos. Isso facilita a identificação de discrepâncias e a avaliação da precisão e confiabilidade dos modelos de simulação (Brower, 2012; Kaiser-Weiss *et al.*, 2015; Piasecki, Jurasz & Kies, 2019; Sheridan *et al.*, 2022).

As Figuras 6 e 7 apresentam a velocidade média horária do vento nas alturas de 100 m e 150 m, respectivamente, comparando os dados observacionais (OBS) com as simulações dos modelos WRF e ERA5 para a localidade da EMA Ilhéus.

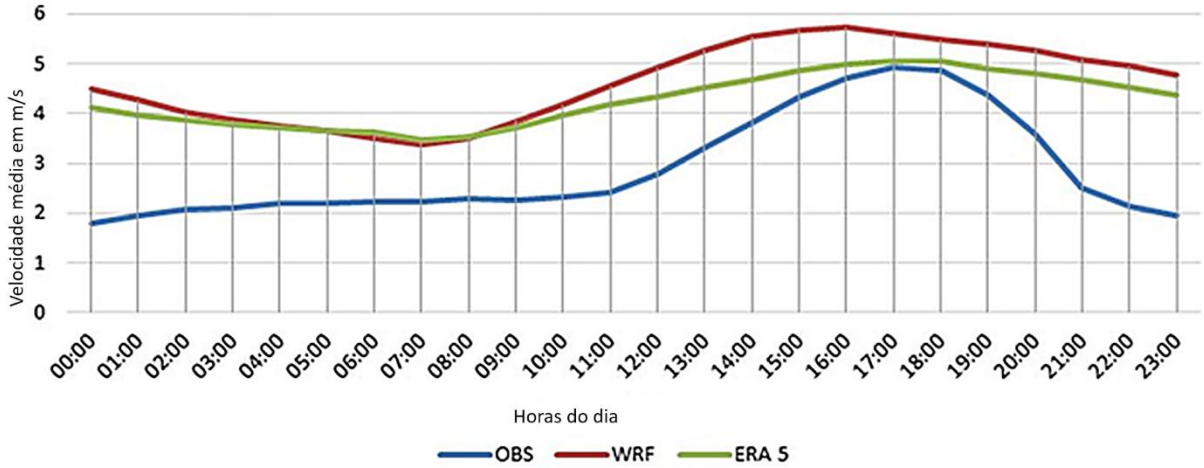


Figura 6 – Velocidade Média Horária a 100 m.
Fonte: Autores.

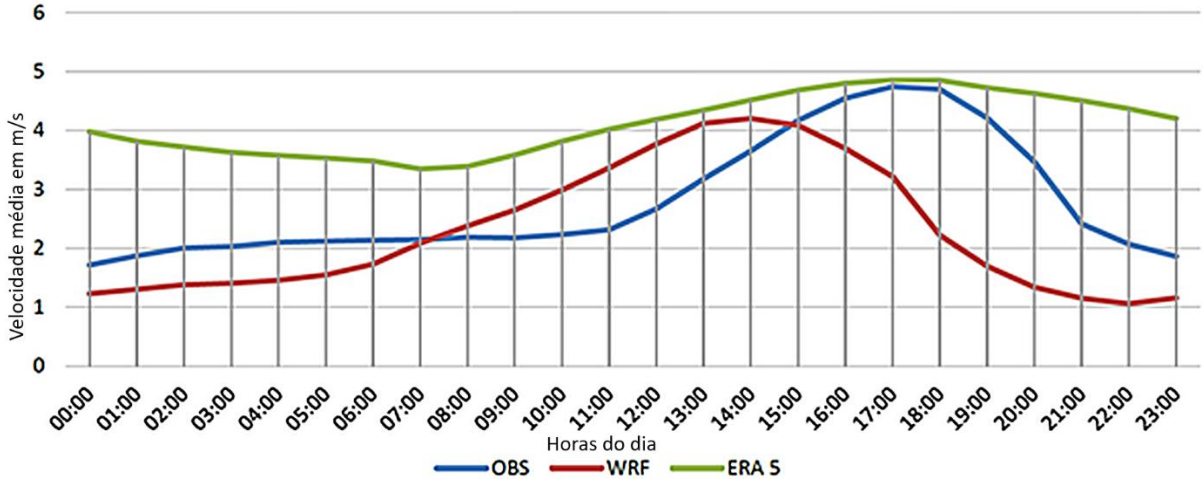


Figure 7 – Velocidade Média Horária a 150 m.
Fonte: Autores.

Na Figura 6, observa-se que a velocidade média horária do vento simulada pelo ERA5 mantém um padrão consistente ao longo do dia, com um pico entre 14h e 15h. No entanto, os dados observacionais (OBS) apresentam um comportamento distinto, com um aumento mais acentuado no início da tarde e um pico mais pronunciado por volta das 15h, seguido de uma queda abrupta. O modelo WRF, por sua vez, mostra uma subestimação significativa nas primeiras horas do dia e uma superestimação no período da tarde, sugerindo um deslocamento temporal na fase em relação aos dados observados.

A Figura 7 apresenta a velocidade média horária do vento a 150 m de altura, onde é possível observar que tanto o ERA5 quanto o WRF apresentam maior precisão em relação às

observações (OBS), especialmente durante o período da tarde. O modelo WRF, em particular, demonstra um pico de velocidade mais alinhado com os dados observados, embora com intensidade levemente superior. Já o ERA5 mantém uma consistência ao longo do dia, mas apresenta uma leve subestimação do pico máximo observado por volta das 15h.

A comparação entre as simulações dos modelos WRF e ERA5 com os dados observacionais revela diferenças importantes na representação do padrão diurno da velocidade do vento. As discrepâncias observadas podem ser atribuídas a diversos fatores, incluindo a resolução dos modelos, os esquemas de parametrização dos processos físicos e a influência das características do relevo local.

De acordo com Brower (2012), Stoevesandt *et al*. (2022) e Letcher (2023), a precisão na modelagem eólica é essencial para o planejamento e o desenvolvimento de projetos eólicos, pois influencia diretamente a estimativa da produção de energia e a viabilidade econômica dos empreendimentos. De modo similar, Daley (1991) aponta que a validação dos modelos com dados observacionais é uma etapa fundamental para garantir a confiabilidade das previsões meteorológicas.

A análise detalhada das figuras evidencia que, apesar de algumas discrepâncias pontuais, os modelos ERA5 e WRF conseguem captar as principais características da variação diurna do vento, refletindo a influência de fatores meteorológicos locais. No entanto, as subestimações ou superestimações em determinados horários do dia indicam a necessidade de ajustes nos modelos para melhor representar as condições locais.

3.3.6 COMPARAÇÃO ESTATÍSTICA

3.3.6.1 Teste ANOVA para Medidas Repetidas

A aplicação do modelo ANOVA para medidas repetidas aos dados de velocidade do vento coletados *in situ* permite identificar tendências relacionadas aos efeitos do tempo e do grupo. Essa análise avalia como a velocidade do vento varia ao longo do tempo, destacando aumentos ou reduções estatisticamente significativas. Além disso, considera o impacto de diferentes grupos ou condições — como localidades distintas ou alturas (100 m e 150 m) — fornecendo uma compreensão detalhada das variações espaciais e contextuais da velocidade do vento.

A Tabela 3 apresenta os resultados da análise estatística, comparando os dados observados com os conjuntos de dados ERA5 e WRF para Ilhéus, nas altitudes de 100 m e 150

m. As estatísticas descritivas principais e os valores de p indicam a variabilidade e a significância das diferenças entre os conjuntos de dados e as diferentes condições avaliadas.

Tabela 3 – Resultados do teste ANOVA para o local estudado.

		Mean	**Median**	**Standard Deviation**	**CV**	**Min**	**Max**	**N**	**IC**	**P-value**
Ilhéus 100m	Observed	2,792	2,414	1,528	55%	0,127	9,401	8.749	0,032	<0,001
	ERA	4,105	4,127	1,475	36%	0,171	10,185	8.749	0,031	
	WRF	2,301	1,735	1,700	74%	0,033	8,031	8.749	0,036	
Ilhéus 150m	Observed	2,897	2,504	1,586	55%	0,132	9,753	8.749	0,033	<0,001
	ERA	4,259	4,282	1,531	36%	0,178	10,566	8.749	0,032	
	WRF	4,609	4,755	1,775	39%	0,054	13,455	8.749	0,037	

Fonte: Autores.

Conforme apresentado na Tabela 3, tanto na altitude de 100 m quanto em 150 m, os dados observacionais apresentam um coeficiente de variação (CV) de 55%, indicando uma variação significativa na velocidade do vento. Em comparação, os dados do modelo ERA5 apresentam um CV de 36%, enquanto os dados do WRF mostram um CV de 74% a 100 m e 39% a 150 m. Esses resultados revelam uma maior variabilidade nos dados do modelo WRF na altura de 100 m. Os valores de p (< 0,001) indicam diferenças estatisticamente significativas entre os valores observados e aqueles projetados pelos modelos.

3.3.6.2 Diagrama de Taylor

Os Diagramas de Taylor fornecem uma visão detalhada sobre o desempenho de modelos de simulação em comparação com dados observacionais, incorporando medidas de desvio padrão, correlação e erro quadrático médio (RMSE). Assim, o Diagrama de Taylor permite uma avaliação quantitativa da capacidade dos modelos em reproduzir os padrões espaciais e temporais do vento, sendo útil para a calibração e validação de modelos preditivos, além da otimização de parques eólicos.

A Figura 8 apresenta os Diagramas de Taylor para as alturas de 100 m e 150 m, referentes à localidade da EMA Ilhéus. Esse tipo de diagrama representa uma ferramenta poderosa para a avaliação do desempenho de modelos de simulação, ao comparar estatísticas como desvio padrão, correlação e RMSE normalizado entre as simulações e os dados observados.

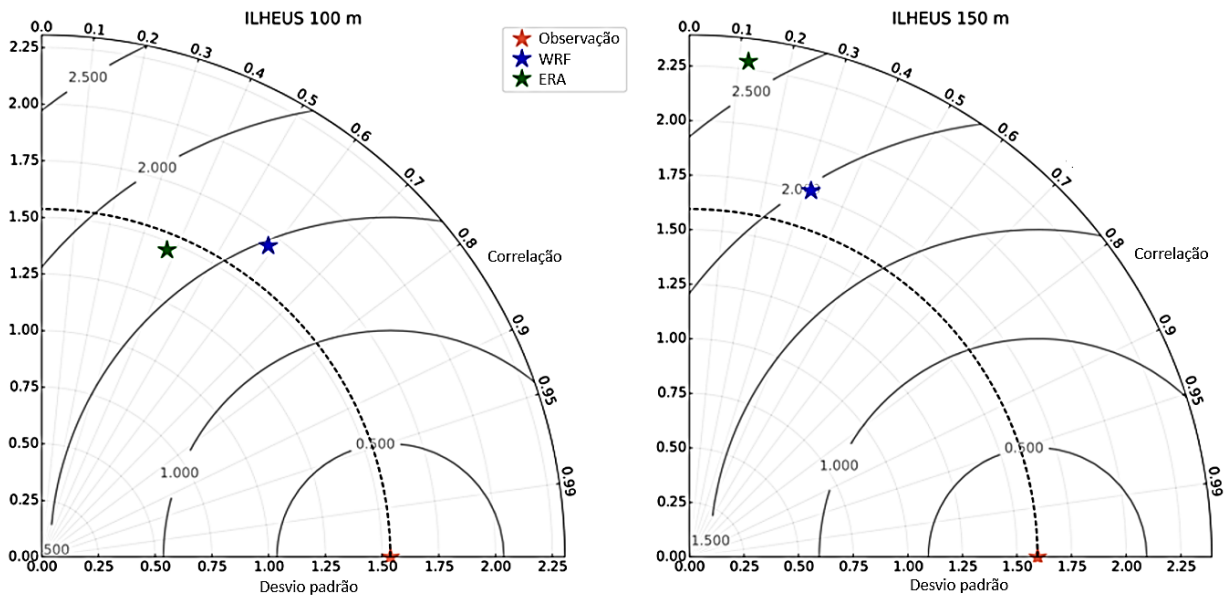


Figura 8 – Diagrama de Taylor para Dados Observados e Simulados pelo ERA5 e WRF para a EMA Ilhéus a 100 m e 150 m.
Fonte: Autores.

No contexto de Ilhéus, na altitude de 100 m, o modelo WRF apresenta resultados em desvio padrão próximos aos dados observados, porém ligeiramente mais elevado. Por outro lado, o modelo ERA5 apresenta um desvio padrão inferior, mas se afasta mais dos dados observados, porém com correlação menor que a do WRF, indicando aderência inferior. A 150 m, o modelo WRF mantém-se próximo dos dados observados, com um desvio padrão mais elevado, mas ainda com boa correspondência. Em contraste, o ERA5 apresentar um desvio padrão mais alto e com baixa correlação, evidenciando menor proximidade dos dados reais.

Ao analisar os dados do modelo WRF para a altitude de 100 m, verifica-se que a velocidade do vento na região de Ilhéus apresenta correlações da ordem de 0,6, sugerindo menor acurácia na simulação. Essa correlação reduzida pode estar associada à topografia específica e à rugosidade da área analisada.

De modo geral, na altura de 100 m, observou-se uma baixa correlação nos dados do ERA5, sendo que o ponto de medição apresentou a menor correlação (valor de 0,4), indicando uma correspondência menos precisa com os dados observados.

Na altura de 150 m, sobre o eixo radial do Diagrama de Taylor, o desvio padrão dos dados observados é representado pela estrela vermelha, que serve como referência. A estrela azul (WRF) apresenta um desvio padrão próximo de 1,75 indicando variação semelhante à observada, ainda que com algumas discrepâncias. A estrela verde (ERA) apresenta um desvio padrão maior, próximo de 2,5, indicando maior variabilidade nos dados simulados. A correlação

é representada por linhas de contorno concêntricas, nas quais a estrela azul (WRF) exibe alta correlação, próxima de 0,3, sugerindo baixa concordância com o padrão temporal dos dados observados. A estrela verde (ERA) apresenta correlação ligeiramente inferior, em torno de 0,1.

As linhas tracejadas representam o RMSE normalizado, que combina o desvio padrão e a correlação para fornecer uma medida geral da precisão do modelo. O RMSE do WRF é relativamente baixo, indicando que o modelo captura bem as características dos dados observados, enquanto o RMSE do ERA é mais elevado, refletindo discrepâncias nos valores de desvio padrão e correlação.

A análise revela que o modelo WRF apresenta maior acurácia na simulação das velocidades do vento a 150 m na localidade de Ilhéus, em comparação com o modelo ERA5. Embora ambos os modelos apresentem boa correlação com os dados observacionais, o WRF possui desvio padrão mais próximo dos valores observados e menor RMSE, indicando melhor representação das condições de vento. Esses resultados estão em consonância com estudos que destacam a importância da validação de modelos de simulação eólica. Teng e Markfort (2020) enfatizam a necessidade de calibração dos modelos com dados locais para aprimorar a acurácia das previsões. Barber *et al*. (2022) discorrem sobre como a avaliação quantitativa do desempenho dos modelos, por meio de estatísticas como desvio padrão e correlação, é crucial para garantir a confiabilidade dos dados simulados.

3.3.7 VELOCIDADES MÉDIAS DO VENTO PELO MODELO WRF NA REGIÃO DE ESTUDO

Os resultados das simulações foram organizados para as altitudes de 100 m e 150 m, permitindo uma análise mais abrangente.

Essas análises foram realizadas agrupando os resultados por períodos anuais e por estações do ano, com o objetivo de capturar nuances relevantes para a compreensão dos padrões sazonais dos ventos na região estudada.

3.3.8 ANÁLISE SAZONAL

A análise das velocidades médias do vento por estação do ano permite identificar variações sazonais no regime eólico da região. O mapa foi subdividido para representar as estações de Primavera, Verão, Outono e Inverno, destacando tendências e anomalias específicas para cada período. Essa abordagem fornece informações essenciais para compreender a variação das velocidades ao longo do ano.

As Figuras 9 e 10 apresentam as informações de velocidade do vento ao longo do período de estudo para as alturas de 100 m e 150 m, respectivamente, organizadas por estação do ano.

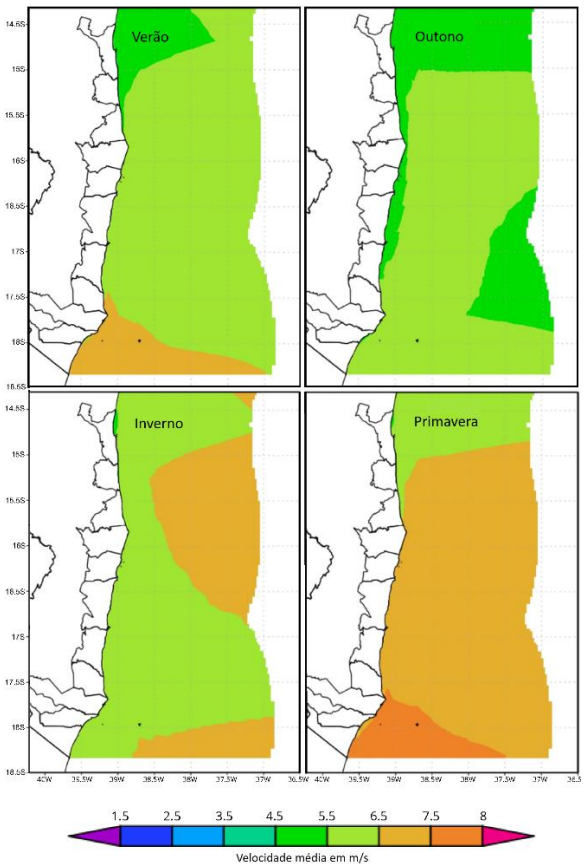


Figura 9 – Velocidade Média Sazonal a 100 m.
Fonte: Autores.

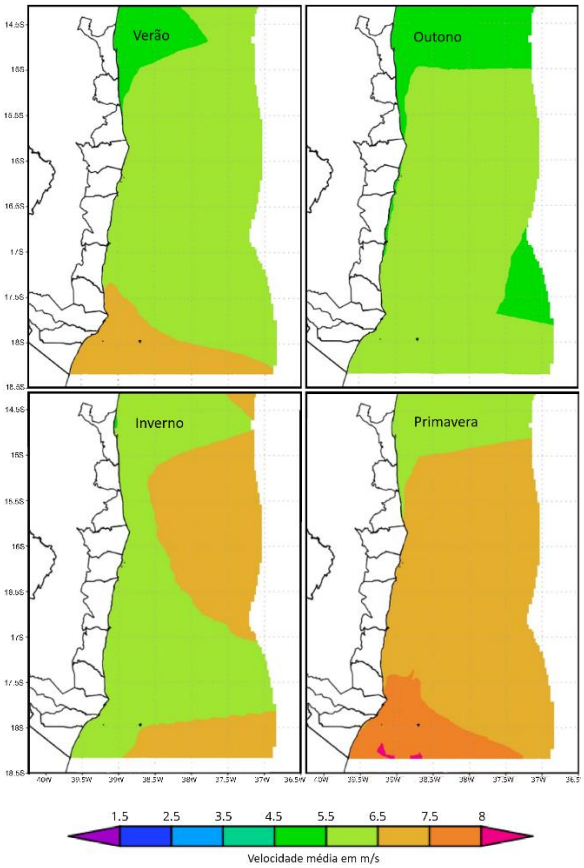


Figura 10 – Velocidade Média Sazonal a 150 m.
Fonte: Autores.

Na Figura 9, que apresenta as velocidades do vento na altura de 100 m, observam-se variações significativas ao longo das estações do ano. Durante o verão, as velocidades do vento são mais baixas no sul da área de estudo, variando entre 1,5 e 3,5 m/s nas proximidades da latitude 18,5°S. Em contraste, ao norte, próximo à latitude 14,5°S, as velocidades são ligeiramente maiores, alcançando valores entre 3,5 e 4,5 m/s. Esse padrão indica uma leve intensificação dos ventos ao longo da costa norte durante o verão.

No outono, a distribuição das velocidades do vento torna-se mais uniforme ao longo da costa, com a maior parte da região apresentando velocidades entre 3,5 e 4,5 m/s, enquanto pequenas áreas em torno da latitude 14,5°S registram velocidades ligeiramente superiores, entre 4,5 e 5,5 m/s.

Durante o inverno, observa-se uma intensificação dos ventos no interior e no sul da área de estudo, com velocidades predominantemente entre 4,5 e 5,5 m/s nas latitudes próximas a 17,5°S e 18,5°S. Em contraste, as áreas costeiras entre 14,5°S e 16°S apresentam velocidades

mais baixas, variando entre 3,5 e 4,5 m/s, evidenciando um padrão sazonal marcante, no qual o inverno traz ventos mais fortes ao sul.

Na primavera, verifica-se um aumento das velocidades do vento na parte sul da área de estudo, com médias de até 5,5 m/s, especialmente em torno da latitude 18°S. Ao mesmo tempo, o centro e o norte, entre 14,5°S e 16,5°S, mantêm uma distribuição de velocidades entre 3,5 e 4,5 m/s, semelhante ao observado no outono, mas com áreas maiores no sul atingindo velocidades mais elevadas.

A Figura 10, que ilustra as velocidades do vento a 150 m de altura, revela que as velocidades médias são geralmente superiores às observadas a 100 m. No verão, grande parte da região apresenta velocidades entre 3,5 e 4,5 m/s, com destaque para a área costeira próxima à latitude 14,5°S, onde os ventos são mais intensos, entre 4,5 e 5,5 m/s.

No outono, a distribuição das velocidades do vento mantém-se semelhante à do verão, mas com leve intensificação geral, especialmente nas regiões entre 14,5°S e 16°S, onde os ventos variam entre 4,5 e 5,5 m/s. Isso sugere consistência sazonal na predominância de ventos mais fortes nessa altura.

Durante o inverno, a região apresenta ventos mais intensos no sul e no centro, com velocidades variando entre 5,5 e 6,5 m/s em áreas próximas a 18°S e 17,5°S. Em contraste, as áreas ao norte, entre 14,5°S e 16°S, mostram leve redução, com velocidades predominantemente entre 4,5 e 5,5 m/s, o que reforça a intensificação sazonal dos ventos no sul.

Na primavera, o padrão de ventos mais fortes no sul se mantém, com velocidades de até 6,5 m/s em torno de 18,5°S, enquanto nas áreas do norte, entre 14,5°S e 16°S, observa-se leve redução. As velocidades entre 4,5 e 5,5 m/s dominam grande parte da região, similar ao inverno, mas com tendência de intensificação ao sul.

A comparação entre as Figuras 9 e 10 evidencia que a altura exerce impacto significativo sobre a intensidade da velocidade do vento. De modo geral, as velocidades aumentam com a altura, e as variações sazonais são mais acentuadas a 150 m. Isso sugere que a altura é um fator crucial na intensificação dos ventos, sendo uma informação essencial para o planejamento e a otimização de projetos eólicos *offshore* na região. Especialmente durante o inverno e a primavera, os ventos mais fortes ocorrem no sul, indicando locais potenciais preferenciais para a instalação de parques eólicos. Essas análises ajudam a compreender melhor como os padrões sazonais e a altitude influenciam a velocidade do vento, oferecendo insumos valiosos para o desenvolvimento de energia renovável na região costeira entre 14,5°S e 18,5°S, no estado da Bahia.

3.3.9 ANÁLISE ANUAL

A Figura 11 apresenta as informações de velocidade média anual do vento para as alturas de 100 m e 150 m, respectivamente.

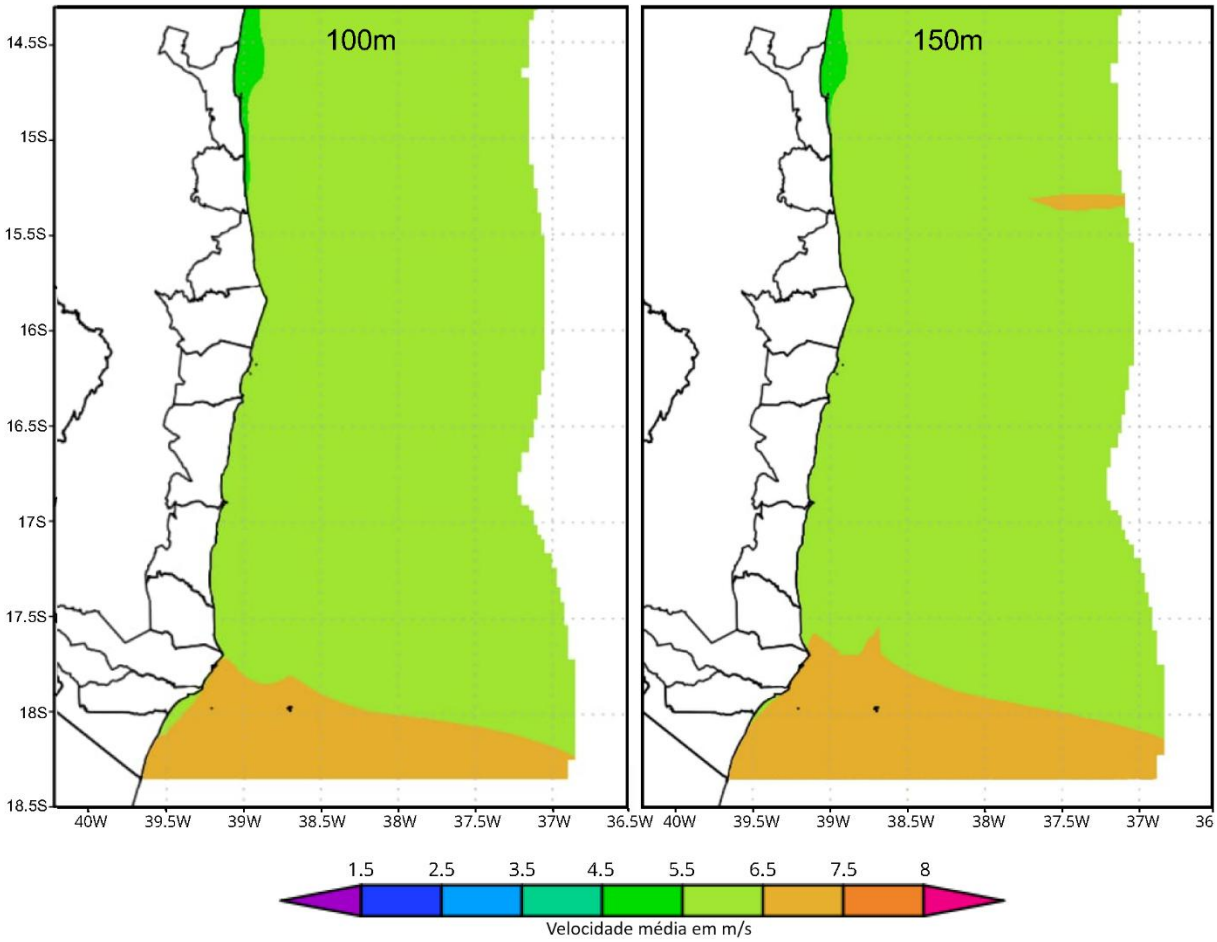


Figura 11 – Velocidade Média Anual para as Alturas de 100 m e 150 m.
Fonte: Autores.

Na altura de 100 m, a análise apresentada na Figura 11 revela que as velocidades do vento são predominantemente moderadas ao longo da costa, com a maior parte da área apresentando médias entre 3,5 e 4,5 m/s. As regiões situadas entre as latitudes 17,5°S e 18,5°S, bem como a porção sudoeste da área de estudo, apresentam velocidades mais elevadas, variando entre 4,5 e 5,5 m/s. Essa distribuição sugere que essas faixas latitudinais estão mais propensas à ocorrência de ventos mais fortes, o que pode ser favorável à geração de energia eólica (Pimenta *et al*., 2019). Em contrapartida, as áreas próximas ao litoral, entre 14,5°S e 16°S, exibem velocidades ligeiramente inferiores, na faixa de 3,5 a 4,5 m/s, indicando menor intensidade dos ventos em comparação com as latitudes mais ao sul.

Na altura de 150 m, a Figura 11 mostra um aumento geral nas velocidades do vento em toda a região. A maior parte da área apresenta velocidades entre 4,5 e 5,5 m/s, com algumas

regiões em torno de 17,5°S a 18,5°S e áreas oceânicas mais afastadas da costa registrando valores ainda mais elevados, que chegam a 6,5 m/s. Esse padrão reflete o incremento da intensidade do vento com a altitude, especialmente em áreas próximas a essas latitudes e em regiões mais distantes do continente. Esse comportamento está de acordo com o perfil vertical esperado dos ventos, segundo o qual as velocidades tendem a aumentar à medida que se afastam da superfície terrestre.

Ao comparar as duas altitudes, torna-se evidente que a região costeira entre 17,5°S e 18,5°S, no estado da Bahia, apresenta um potencial significativo para o desenvolvimento de projetos eólicos, especialmente quando se considera a instalação de turbinas mais altas, capazes de captar ventos mais intensos (Pimenta *et al*., 2019). A diferença nas velocidades médias entre 100 m e 150 m ressalta a importância da escolha da altura como fator estratégico na otimização da eficiência de projetos de geração eólica.

A análise das velocidades médias anuais do vento, conforme evidenciado na Figura 11, fornece informações valiosas sobre a distribuição espacial e vertical da intensidade dos ventos na região. Esses dados são essenciais para a tomada de decisões estratégicas quanto à seleção de locais para instalação de turbinas eólicas, visando a maximização do aproveitamento dos recursos eólicos disponíveis. As áreas situadas entre 17,5°S e 18,5°S, na região costeira da Bahia, destacam-se como os locais mais promissores para exploração de energia eólica, beneficiando-se de ventos mais fortes e consistentes ao longo do ano.

3.4 CONCLUSÃO

Este estudo investigou o potencial eólico *offshore* na região costeira do sul da Bahia, com destaque para as variações sazonais nas velocidades dos ventos por estações do ano, validação de modelos numéricos (WRF e ERA5) e fornecimento de suporte técnico para o planejamento estratégico de projetos de energia eólica. Os principais tópicos abordados ao longo da pesquisa incluíram a caracterização do perfil dos ventos, a análise das estações mais favoráveis e a importância da validação dos modelos para estimativas precisas.

A pesquisa revelou que as velocidades dos ventos na região apresentaram variações sazonais significativas. Durante o verão, os ventos são mais fracos, especialmente nas proximidades da latitude 18,5°S, com velocidades variando entre 1,5 e 3,5 m/s a 100 m de altitude. Em contraste, o inverno apresentou intensificação dos ventos, alcançando valores entre 4,5 e 5,5 m/s, particularmente entre as latitudes 17,5°S e 18,5°S, abrangendo trechos costeiros

dos municípios de Mucuri, Nova Viçosa e Caravelas. Esses resultados confirmam o inverno como a estação mais favorável para a geração de energia eólica.

Adicionalmente, a análise demonstrou que a velocidade do vento aumenta com a altitude. A 150 m de altura, as velocidades variaram entre 4,5 e 5,5 m/s, com picos de até 6,5 m/s, evidenciando a importância da instalação de turbinas em maiores altitudes para maximizar a eficiência energética. Tal achado corrobora a relevância do uso de modelos validados na identificação das condições ideais para projetos *offshore*.

A validação dos modelos WRF e ERA5, com base em dados da Estação Meteorológica Automática de Ilhéus, evidenciou boa concordância geral, ainda que com algumas discrepâncias. O modelo WRF apresentou desempenho estatístico superior, com elevadas correlações (atingindo 0,95 a 150 m) e baixo RMSE, demonstrando maior proximidade em relação aos dados observados. Já o ERA5, embora também tenha reproduzido adequadamente o padrão diário dos ventos, apresentou menores correlações (cerca de 0,4 a 100 m e 0,85 a 150 m) e subestimações em determinados períodos, especialmente no turno da tarde. O WRF, por sua vez, mostrou subestimações pontuais entre 13h e 21h, intervalo em que os ventos observados atingiram maior intensidade. Esses resultados atestam a confiabilidade de ambos os modelos e reforçam sua aplicabilidade em estudos futuros sobre o potencial eólico da região.

Os resultados obtidos confirmam os objetivos propostos no início da pesquisa: foram estimadas as velocidades médias dos ventos, os modelos WRF e ERA5 foram validados e foi estabelecida uma base técnica sólida para o planejamento estratégico de projetos de energia eólica. No entanto, para aprofundar a compreensão e reduzir as incertezas, recomenda-se que estudos futuros ampliem o período de análise e integrem dados observacionais de pontos mais afastados da costa na investigação *offshore*. Além disso, avaliações de viabilidade econômica e impactos ambientais poderiam ampliar ainda mais a aplicabilidade prática dos resultados.

Com esses achados, este estudo contribui para o avanço das pesquisas em energias renováveis no Brasil, evidenciando o elevado potencial da região sul da Bahia para projetos de energia eólica *offshore*. A pesquisa fornece uma base técnica robusta para subsidiar a tomada de decisões estratégicas e reforça a importância do uso de ferramentas numéricas nos estudos sobre vento.

REFERÊNCIAS

Alayat, M., Kassem, Y., & Çamur, H. (2018). Assessment of wind energy potential as a power generation source: A case study of eight selected locations in Northern Cyprus. Energies, 11(10), 2697. https://doi.org/10.3390/en11102697

Anacona, H. V., *et al*. (2023). Wind simulations over Western Patagonia using the Weather Research and Forecasting model and reanalysis. Atmosphere, 14(7), 1062. https://doi.org/10.3390/atmos14071062

Andrade, A. R. de *et al*. (2021). 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, 43(4), 182. http://dx.doi.org/10.1007/s40430-021-02911-y

Anjos, Max et al. Sea breeze front and outdoor thermal comfort during summer in Northeastern Brazil. Atmosphere, v. 11, n. 9, p. 1013, 2020.

Araújo, R. D., & Gorayeb, A. (2023). Perception of the socio-environmental impacts caused by wind generators in the state of Piauí, Northeast of Brazil. Sustainability in Debate, 14(3), 52–87. http://dx.doi.org/10.18472/SustDeb.v14n3.2023.50457

Bahamonde, M. I., & Litrán, S. P. (2019). Study of the energy production of a wind turbine in the open sea considering the continuous variations of the atmospheric stability and the sea surface roughness. Renewable Energy, 135, 163–175. https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.11.075

Bañuelos-Ruedas, F., Angeles-Camacho, C., & Rios-Marcuello, S. (2010). Analysis and validation of the methodology used in the extrapolation of wind speed data at different heights. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 14(8), 2383–2391. https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.05.001

Barber, S., *et al*. (2022). The wide range of factors contributing to wind resource assessment accuracy in complex terrain. Wind Energy Science, 7(4), 1503–1525. https://doi.org/10.5194/wes-7-1503-2022

Barroso, L. L., *et al*. (2022). Aspectos gerais sobre a viabilidade de instalação de energia eólica no Brasil. Research, Society and Development, 11(9), e308911931781. http://dx.doi.org/10.33448/rsd-v11i9.31781

Barthelmie, R. J., Wang, H., Doubrawa, P., & Pryor, S. C. (2016). Best practice for measuring wind speeds and turbulence *offshore* through in-situ and remote sensing technologies. Departamento de Energia dos Estados Unidos. https://doi.org/10.7298/X4QV3JGF

Benesty, J., Chen, J., Huang, Y., & Cohen, I. (2009). Pearson correlation coefficient. In Noise reduction in speech processing (pp. 37-40). Springer. https://doi.org/10.1007/978-3-642-00296-0_5

Brower, M. (2012). Wind resource assessment: A practical guide to developing a wind project. John Wiley & Sons. https://doi.org/10.1002/9781118249864

Carvalho, D., Rocha, A., Gómez-Gesteira, M., & Santos, C. S. (2014). Comparison of reanalyzed, analyzed, satellite-retrieved and NWP modelled winds with buoy data along the Iberian Peninsula coast. Remote Sensing of Environment, 152, 480–492. https://doi.org/10.1016/j.rse.2014.07.017

Carvalho, D., Rocha, A., Gómez-Gesteira, M., & Santos, C. S. (2014). Sensitivity of the WRF model wind simulation and wind energy production estimates to planetary boundary layer parameterizations for *onshore* and *offshore* areas in the Iberian Peninsula. Applied Energy, 135, 234–246. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.08.086

Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL. (2017). Atlas do potencial eólico brasileiro: Simulações 2013 (1ª ed.). CEPEL. Disponível em http://mtc-m21b.sid.inpe.br/col/sid.inpe.br/mtc-m21b/2017/12.21.11.22/doc/Novo-Atlas-do-Potencial-Eolico-Brasileiro-SIM_2013.pdf

Chancham, C., Waewsak, J., & Gagnon, Y. (2017). *Offshore* wind resource assessment and wind power plant optimization in the Gulf of Thailand. Energy, 139, 706–731. DOI: 10.1016/j.energy.2017.08.026

Coles, S. (2001). An introduction to statistical modeling of extreme values (1st ed.). Springer London. https://doi.org/10.1007/978-1-4471-3675-0

Coriolano, T. R., *et al*. (2022). Study of the temporal variation of *offshore* wind energy potential in southeast Brazil. Ciência e Natura, 44. http://dx.doi.org/10.5902/2179460X68814

Crippa, P., *et al*. (2021). A temporal model for vertical extrapolation of wind speed and wind energy assessment. Applied Energy, 301, 117378. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117378

Daley, R. (1991). Atmospheric data analysis. Cambridge University Press. https://doi.org/10.1002/joc.3370120708

de Jong, P., *et al*. (2017). Forecasting high proportions of wind energy supplying the Brazilian Northeast electricity grid. Applied Energy, 195, 538–555. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.03.058

Lucena, A. F. P., Szklo, A. S., Schaeffer, R., & Dutra, R. M. (2010). The vulnerability of wind power to climate change in Brazil. Renewable Energy, 35(5), 904–912. https://doi.org/10.1016/j.renene.2009.10.022

Delgado, F., & Filgueiras, R. (2022). O&G e energia renovável *offshore*: perspectivas e desafios. Revista Conjuntura Econômica, 76, 42–44.

Dörenkämper, M., *et al*. (2020). The making of the New European Wind Atlas – Part 2: Production and evaluation. Geoscientific Model Development, 13(10), 5079–5102. https://doi.org/10.5194/gmd-13-5079-2020

Franz, G., *et al*. (2021). Coastal ocean observing and modeling systems in Brazil: Initiatives and future perspectives. Frontiers in Marine Science, 8. https://doi.org/10.3389/fmars.2021.681619

Freire, A. Í., & Fontgalland, I. L. (2022). Perspectivas e desafios econômicos da geração de energia eólica na região Nordeste do Brasil. Research, Society and Development, 11(1), e58911125429. https://doi.org/10.33448/rsd-v11i1.25429

Freire, L. S. (2022). Large-eddy simulation of the atmospheric boundary layer with near-wall resolved turbulence. Boundary-Layer Meteorology, 184(1), 25–43. https://doi.org/10.1007/s10546-022-00702-z

Góes, M. de F. B., *et al*. (2021). Wind power projects in Brazil: Challenges and opportunities increasing co-benefits and implications for climate and energy policies. Environment, Development and Sustainability, 23(10), 15341–15367. https://doi.org/10.1007/s10668-021-01300-8

Golbazi, M., & Archer, C. L. (2020). Surface roughness for *offshore* wind energy. Journal of Physics: Conference Series, 1452(1), 012024. DOI: 10.1088/1742-6596/1452/1/012024

Gonçalves, L. de J. M., *et al*. (2024). Evaluation of a high-resolution WRF model for southeast Brazilian coast: The importance of physical parameterization to wind representation. Atmosphere, 15(5), 533. https://doi.org/10.3390/atmos15050533

González-Mingueza, C., & Muñoz-Gutiérrez, F. (2014). RETRACTED: Wind prediction using Weather Research Forecasting model (WRF): A case study in Peru. Energy Conversion and Management, 81, 363–373. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2014.02.024

Gorayeb, A., Araújo, R. M., & Silva, C. F. (2022). Análise multicritério de parques eólicos *onshore* e *offshore* no Ceará: Em foco as comunidades tradicionais litorâneas. Revista Mutirõ: Folhetim de Geografias Agrárias do Sul, 3(2), 32. https://doi.org/10.51359/2675-3472.2022.253079

Gorayeb, A., & Brannstrom, C. (2016). Toward participatory management of renewable energy resources (wind-farm) in Northeastern Brazil. Mercator, 15(1), 105–115. DOI 10.4215/RM0000.0000.0000

Gorayeb, A., & Brannstrom, C. (2016). Toward participatory management of renewable energy resources (wind-farm) in northeastern Brazil. Mercator, 15(1), 105–115. DOI: 10.4215/rm2016.1501.0008

Hersbach, H., *et al*. (2020). The ERA5 global reanalysis. Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society, 146(730), 1999–2049. https://doi.org/10.1002/qj.3803

Jacondino, W. D., *et al*. (2021). Hourly day-ahead wind power forecasting at two wind farms in northeast Brazil using WRF model. Energy, 230, 120841. https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120841

Juárez, A. A., *et al*. (2014). Development of the wind power in Brazil: Political, social and technical issues. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 39, 828–834. https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.086

Kaiser-Weiss, A. K., Kaspar, F., Heene, V., & Fiedler, S. (2015). Comparison of regional and global reanalysis near-surface winds with station observations over Germany. Advances in Science and Research, 12(1), 187–198. https://doi.org/10.5194/asr-12-187-2015

Kent, C. W., Grimmond, C. S. B., Gatey, D., & Barlow, J. F. (2018). Assessing methods to extrapolate the vertical wind-speed profile from surface observations in a city centre during strong winds. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, 173, 100–111. https://doi.org/10.1016/j.jweia.2017.12.013

Khan, K. S., & Tariq, M. (2018). Wind resource assessment using SODAR and meteorological mast: A case study of Pakistan. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 81, 2443–2449. https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.040

Kosovic, B., Haupt, S. E., Adriaansen, D., Alessandrini, S., & Sullivan, P. (2020). A comprehensive wind power forecasting system integrating artificial intelligence and numerical weather prediction. Energies, 13(6), 1372. https://doi.org/10.3390/en13061372

Kovalski, M. L. (2023). Variabilidade de alta frequência da velocidade do vento próximo à superfície no Nordeste do Brasil: Clima presente e tendências futuras (Dissertação de

mestrado, Universidade de São Paulo, Instituto de Astronomia, Geofísica e Ciências Atmosféricas).

Kruse, C., Del Vento, D., Montuoro, R., Lubin, M., & McMillan, S. (2013, August). Evaluation of WRF scaling to several thousand cores on the Yellowstone supercomputer. Em Proceedings of the Front Range Consortium for Research Computing Conference (Vol. 14). Boulder, CO, EUA.

Lange, B., Larsen, S., Højstrup, J., & Barthelmie, R. J. (2004). Importance of thermal effects and sea surface roughness for *offshore* wind resource assessment. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, 92(11), 959–988. https://doi.org/10.1016/j.jweia.2004.06.002

Langenberg, B., Janczyk, M., Koob, V., & Kliegl, R. (2022). A tutorial on using the paired t test for power calculations in repeated measures ANOVA with interactions. Behavior Research Methods, 55(5), 2467–2484. https://doi.org/10.3758/s13428-022-01902-8

Letcher, T. (Ed.). (2023). Wind energy engineering: A handbook for *onshore* and *offshore* wind turbines. Elsevier. https://doi.org/10.1016/C2021-0-00258-3

Li, H., Claremar, B., Wu, L., Hallgren, C., Körnich, H., Rutgersson, A., & Ivanell, S. (2021). A sensitivity study of the WRF model in *offshore* wind modeling over the Baltic Sea. Geoscience Frontiers, 12(6), 101229. https://doi.org/10.1016/j.gsf.2021.101229

Li, J., Wang, G., Li, Z., Yang, S., & Chong, W. T. (2020). A review on development of *offshore* wind energy conversion system. International Journal of Energy Research, 44(12), 9283–9297. https://doi.org/10.1002/er.5751

Lima, M. A., Mendes, L. F. R., Mothé, G. A., Linhares, F. G., & Soares, S. R. (2020). Renewable energy in reducing greenhouse gas emissions: Reaching the goals of the Paris agreement in Brazil. Environmental Development, 33, 100504. https://doi.org/10.1016/j.envdev.2020.100504

Li, Z., Wan, B., Duan, Z., He, Y., Yu, Y., & Chen, H. (2023). Evaluation of HY-2C and CFOSAT satellite retrieval *offshore* wind energy using Weather Research and Forecasting (WRF) simulations. Remote Sensing, 15(17), 4172. https://doi.org/10.3390/rs15174172

Liu, X., Xing, X., Kang, C. W., & Zhang, X. (2024). Towards *Offshore* Wind Farm Design through Comprehensive Meteo-Oceanographic Analysis in Extreme Weather Conditions. Ocean and Polar Engineering, 2024.

Loriato, A. G., Salvador, N., Loriato, A. A. B., & Andrade, M. F. (2018). Inventário de emissões com alta resolução para a região da Grande Vitória utilizando o sistema de modelagem integrada WRF-SMOKE-CMAQ. Revista Brasileira de Meteorologia, 33(3), 521–536. https://doi.org/10.1590/0102-77863330046

Lucena, J. de A. Y., & Lucena, K. Â. A. (2019). Wind energy in Brazil: An overview and perspectives under the triple bottom line. Clean Energy, 3(2), 69–84. https://doi.org/10.1093/ce/zkz001

Lumbreras, S., & Ramos, A. (2013). *Offshore* wind farm electrical design: A review. Wind Energy, 16(3), 459–473. https://doi.org/10.1002/we.1498

Machrafi, H. (Ed.). (2012). Green energy and technology. Bentham Science Publishers. https://doi.org/10.2174/97816080528511120101

Marinha do Brasil. (n.d.). Limites Marítimos e LEPLAC. Diretoria de Hidrografia e Navegação. Disponível em https://www.marinha.mil.br/dhn/?q=pt-br/node/168

Maslor, N. A., & Hasan, H. B. (2024, January 24). Analysis of daily maximum temperature and wind speed in Malaysia using repeated measures ANOVA. AIP Conference Proceedings. AIP Publishing. https://doi.org/10.1063/5.0192718

Mathos, K. P., Donnou, H. E. V., & Kouchadé, C. A. (2020). Vertical extrapolation of wind speeds under a neutral atmosphere and evaluation of the wind energy potential on different sites in Guinea. American Journal of Energy Engineering, 8(1), 9. https://doi.org/10.11648/j.ajee.20200801.12

Mattar, C., & Borvarán, D. (2016). *Offshore* wind power simulation by using WRF in the central coast of Chile. Renewable Energy, 94, 22–31. https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.03.041

Miglietta, M. M., Zecchetto, S., & De Biasio, F. (2013). A comparison of WRF model simulations with SAR wind data in two case studies of orographic lee waves over the Eastern Mediterranean Sea. Atmospheric Research, 120–121, 127–146. https://doi.org/10.1016/j.atmosres.2012.09.017

Moreno, R., Arias, E., Cazorla, D., & Pardo, J. J. (2020). Analysis of a new MPI process distribution for the Weather Research and Forecasting (WRF) model. Scientific Programming, 2020, 8148373. https://doi.org/10.1155/2020/8148373

Mughal, M. O., Lynch, M., Yu, F., & McGann, B. (2017). Wind modelling, validation and sensitivity study using Weather Research and Forecasting model in complex terrain. Environmental Modelling & Software, 90, 107–125. https://doi.org/10.1016/j.envsoft.2017.01.020

Muhammad, L. N. (2023). Guidelines for repeated measures statistical analysis approaches with basic science research considerations. Journal of Clinical Investigation, 133(11). https://doi.org/10.1172/JCI171058

Nascimento, M. M. de S., Shadman, M., Silva, C., & Nascimento, J. (2022). *Offshore* wind and solar complementarity in Brazil: A theoretical and technical potential assessment. Energy Conversion and Management, 270, 116194. https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.116194

Nezhad, M. M., Neshat, M., & Groppi, D. (2021). A primary *offshore* wind farm site assessment using reanalysis data: A case study for Samothraki Island. Renewable Energy, 172, 667–679. https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.03.089

Olaofe, Z. O. (2019). Quantification of the near-surface wind conditions of the African coast: A comparative approach (satellite, NCEP CFSR, and WRF-based). Energy, 189, 116232. https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116232

Paulino, S. R., *et al*. (2023). Conflitos socioambientais e a implantação de parques eólicos no Nordeste brasileiro. Sustainability in Debate, 14(3), 21–51. https://doi.org/10.20873/j.sustain.14.3.2023

Pelser, T., *et al*. (2024). Reviewing accuracy & reproducibility of large-scale wind resource assessments. Advances in Applied Energy, 13, 100158. https://doi.org/10.1016/j.adapen.2024.100158

Perini, N. B. P., *et al*. (2022). Wind mapping using the mesoscale WRF model in a tropical region of Brazil. Energy, 240, 122491. https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.122491

Petersen, E. L. (2017). In search of the wind energy potential. Journal of Renewable and Sustainable Energy, 9(5). https://doi.org/10.1063/1.4995245

Piasecki, A., Jurasz, J., & Kies, A. (2019). Measurements and reanalysis data on wind speed and solar irradiation from energy generation perspectives at several locations in Poland. SN Applied Sciences, 1(8), 865. https://doi.org/10.1007/s42452-019-0909-x

Pimenta, F. M., *et al*. (2019). Brazil *offshore* wind resources and atmospheric surface layer stability. Energies, 12(21), 4195. https://doi.org/10.3390/en12214195

Placide, G., & Lollchund, M. R. (2024). An evaluation of the reliability of the Weather Research Forecasting (WRF) model in predicting wind data: A case study of Burundi. BMC Environmental Science, 1(1), 2. https://doi.org/10.1186/s44329-024-00001-7

Rabelo, D. R., de Araújo, L. F., Santos, M. A., & Souza, J. M. (2023). Generation of wind energy in the state of Bahia, Brazil: Challenges and possibilities. Revista Brasileira de Geografia Física, 16(3), 1145–1155. https://doi.org/10.26848/rbgf.v16.3.p1145-1155

Saadatabadi, A. R., Mohammadi, H., & Asadi, F. (2024). Optimization and evaluation of the Weather Research and Forecasting (WRF) model for wind energy resource assessment and mapping in Iran. Applied Sciences, 14(8), 3304. https://doi.org/10.3390/app14083304

Sampaio, K. R. A., & Batista, V. (2021). O atual cenário da produção de energia eólica no Brasil: Uma revisão de literatura. Research, Society and Development, 10(1), e57710112107. https://doi.org/10.33448/rsd-v10i1.12107

Santana, L. V. R., Stosic, T., & Ferreira, T. A. E. (2020). Comparison of wind speed data in the Northeast of Brazil from ERA-40 and the National Institute of Meteorology (INMET) using entropy measurements. Research, Society and Development, 9(8), e446985257. https://doi.org/10.33448/rsd-v9i8.5257

Santana, L. V. R., & Silva, A. S. A. da. (2020). Análise de agrupamento da velocidade do vento no Nordeste do Brasil. Em Ciências Exatas e da Terra: Exploração e Qualificação de Diferentes Tecnologias 2 (pp. 61–69). Atena Editora. DOI: 10.22533/at.ed.8562027105

Santos, J. V. C. (2020). Estudo das características espaciais e temporais da velocidade do vento utilizando a técnica DFA e o modelo WRF em regiões do Estado da Bahia e no Oceano Atlântico Sul (Tese de doutorado, Centro Universitário SENAI CIMATEC, Programa de Pós-Graduação em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial). Salvador: SENAI CIMATEC.

Sheridan, L. M., Phillips, C., Orrell, A. C., & Lantz, K. (2022). Validation of wind resource and energy production simulations for small wind turbines in the United States. Wind Energy Science, 7(2), 659–676. https://doi.org/10.5194/wes-7-659-2022

Shi, P., Leung, L. R., & Wang, B. (2024). Development and evaluation of a new 4DEnVar-based weakly coupled ocean data assimilation system in E3SMv2. Geoscientific Model Development. https://doi.org/10.5194/gmd-2024-183

Silva, G. K. da, Santos, A. C. dos, Silva, M. V. M. da, & Lima, J. S. (2017). Estudo dos padrões de ventos *offshore* no litoral do Ceará utilizando dados estimados pelo produto de satélites BSW. Revista Brasileira de Meteorologia, 32(4), 679–690. https://doi.org/10.1590/0102-77863240013

Silva, S. S. F. da, Alves, A. C., & Ramalho, Â. M. C. (2020). Energia eólica e complementaridade energética: Estratégia e desafio para o desenvolvimento sustentável na região Nordeste do Brasil. Qualitas Revista Eletrônica, 19(3), 53. http://dx.doi.org/10.18391/req.v19i3.5640

Silva, S. S. F. da, & Cândido, G. A. (2015). Energy matrix clean and renewable: A challenge for the National energy planning and an opportunity for the Northeast Region of Brazil. Revista Espacios, 36(15). DOI: 10.48082/espacios-a24v45n05

Silveira, W. W. da, & Carvalho, V. S. B. (2021). Avaliação das condições meteorológicas simuladas pelo modelo WRF na região metropolitana do Rio de Janeiro em dias com altas concentrações de poluentes. Revista Brasileira de Meteorologia, 36(2), 317–325. https://doi.org/10.1590/0102-77863623005

Simas, M., & Pacca, S. (2014). Assessing employment in renewable energy technologies: A case study for wind power in Brazil. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 31, 83–90. https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.11.046

Stoevesandt, B., Schepers, J. G., Martínez-Tossas, L. A., & Le Pape, A. (Eds.). (2022). Handbook of wind energy aerodynamics. Springer Nature. https://doi.org/10.1007/978-3-030-31307-4

Stull, R. (2016). Practical meteorology: An algebra-based survey of atmospheric science (Edição ilustrada). AVP International, University of British Columbia, BC Open Textbook Collection.

Teng, J., & Markfort, C. D. (2020). A calibration procedure for an analytical wake model using wind farm operational data. Energies, 13(14), 3537. http://dx.doi.org/10.3390/en13143537

Tian, X., Conibear, L., & Steward, J. (2023). A neural-network based MPAS—Shallow water model and its 4D-Var data assimilation system. Atmosphere, 14(1), 157. https://doi.org/10.3390/atmos14010157

Tuchtenhagen, P., *et al*. (2020). WRF model assessment for wind intensity and power density simulation in the southern coast of Brazil. Energy, 190, 116341. http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2019.116341

Tuchtenhagen, P., Basso, J., & Yamasaki, Y. (2014). Avaliação do p otencial eólico no Brasil em 2011. Ciência e Natura, 36(2). http://dx.doi.org/10.5902/2179460X13148

Tuchtenhagen, P. N. (2019). Variabilidade do vento e potencial para energia eólica *offshore* no litoral sul do Brasil (Tese de doutorado). Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Centro de Ciências Exatas e da Terra, Programa de Pós-Graduação em Ciências Climáticas, Natal.

Turkovska, O., Castro, G., Klingler, M., Gomes, S. C., & Lucena, A. F. P. (2021). Land-use impacts of Brazilian wind power expansion. Environmental Research Letters, 16(2), 024010. https://doi.org/10.1088/1748-9326/abd12f

Ulazia, A., Saenz, J., & Ibarra-Berastegui, G. (2016). Sensitivity to the use of 3DVAR data assimilation in a mesoscale model for estimating *offshore* wind energy potential: A case study of the Iberian northern coastline. Applied Energy, 180, 617–627. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.07.115

Varga, Á. J., & Breuer, H. (2022). Evaluation of convective parameters derived from pressure level and native ERA5 data and different resolution WRF climate simulations over Central Europe. Climate Dynamics, 58(5–6), 1569–1585. https://doi.org/10.1007/s00382-021-05979-3

Vidal, D. B., Torres, E. A., & de Jong, P. (2023). Study of indicators on regulation for *offshore* wind energy exploitation in Brazil. Delos: Desarrollo Local Sostenible, 16(48), 3375–3398. https://doi.org/10.55905/rdelosv16.n48-025

Vinhoza, A., & Schaeffer, R. (2021). Brazil's *offshore* wind energy potential assessment based on a spatial multi-criteria decision analysis. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 146, 111185. https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111185

Wang, Y., Li, X., & Chen, Y. (2023). Combined assimilation of hourly rainfall data and every 10-min AHI radiance with WRF 4DVar for the short-range heavy rainfall forecast in Eastern China. Atmospheric Research, 292(1), 106867. https://doi.org/10.1016/j.atmosres.2023.106867

Wieringa, J. (1986). Roughness-dependent geographical interpolation of surface wind speed averages. Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society, 112(473), 867–889. https://doi.org/10.1002/qj.49711247316

Wilks, D. S. (2020). Statistical methods in the atmospheric sciences (4ª ed.). Elsevier. https://doi.org/10.1016/C2017-0-03921-6

Willmott, C. J., Matsuura, K., & Robeson, S. M. (2009). Ambiguities inherent in sums-of-squares-based error statistics. Atmospheric Environment, 43(3), 749–752. https://doi.org/10.1016/j.atmosenv.2008.10.005

Witha, B., Hahmann, A. N., Sile, T., Dörenkämper, M., Ezber, Y., Bustamante, E. G., Gonzalez-Rouco, J. F., Leroy, G., & Navarro, J. (2019). Report on WRF model sensitivity studies and specifications for the mesoscale wind atlas production runs: Deliverable D4.3. NEWA - New European Wind Atlas. https://doi.org/10.5281/zenodo.2682604

Wu, C., Wang, Q., Luo, K., & Fan, J. (2022). Mesoscale impact of the sea surface on the performance of *offshore* wind farms. Journal of Cleaner Production, 372, 133741. https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.133741

Xiang, L., Yang, X., Hu, A., Su, H., & Wang, P. (2022). Condition monitoring and anomaly detection of wind turbine based on cascaded and bidirectional deep learning networks. Applied Energy, 305, 117925. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117925

Yu, E., Bai, R., Chen, X., & Shao, L. (2022). Impact of physical parameterizations on wind simulation with WRF V3.9.1.1 under stable conditions at planetary boundary layer gray-zone

resolution: A case study over the coastal regions of North China. Geoscientific Model Development, 15(21), 8111–8134. https://doi.org/10.5194/gmd-15-8111-2022

Zack, J., Natenberg, E., Young, S., Manobianco, J., & Kamath, C. (2010). Application of ensemble sensitivity analysis to observation targeting for short-term wind speed forecasting (LLNL-TR-424442). Lawrence Livermore National Laboratory. https://doi.org/10.2172/972845

Zucatelli, P. J., Nascimento, E. G. S., Santos, A. Á. B., Arce, A. M. G., & Lopes, F. C. (2021). An investigation on deep learning and wavelet transform to nowcast wind power and wind power ramp: A case study in Brazil and Uruguay. Energy, 230, 120842. https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120842

4 CAPÍTULO 2[2] – INDÚSTRIA EÓLICA NA BAHIA: DESAFIOS CIENTÍFICOS E SOCIAIS DE UMA CADEIA PRODUTIVA EM EXPANSÃO

INDÚSTRIA EÓLICA NA BAHIA: DESAFIOS CIENTÍFICOS E SOCIAIS DE UMA CADEIA PRODUTIVA EM EXPANSÃO

Geovanna Cruz Fernandes
Angelo Teixeira Lemos
Douglas Bitencourt Vidal

RESUMO

A Bahia consolidou-se como protagonista no desenvolvimento da cadeia eólica no Brasil, com grande destaque na capacidade instalada e na atração de investimentos e destacando-se na comercialização de parques em leilões promovidos pela ANEEL. Além da expansão dos empreendimentos no semiárido, destacou-se a formação de uma cadeia industrial voltada à fabricação de equipamentos. Este estudo analisou criticamente os impactos socioeconômicos dessa cadeia sobre o desenvolvimento científico, tecnológico e profissional no estado. Adotou-se metodologia qualitativa e descritiva, com base em revisão bibliográfica e análise documental de políticas públicas e dados institucionais. Os resultados evidenciaram uma estrutura industrial consolidada e a crescente participação da energia eólica na matriz elétrica nacional. A atuação de instituições como o Parque Tecnológico da Bahia, a FAPESB e o SENAI/CIMATEC contribuiu para a formação de capital humano e a pesquisa aplicada. Estima-se a geração de cerca de 69 mil empregos, embora persistam desafios na qualificação profissional e na integração entre academia e setor produtivo. Conclui-se que a busca por diversificação energética no Nordeste torna a energia eólica estratégica para a sustentabilidade regional.

Palavras-chave: energia eólica, Bahia, impactos socioeconômicos, inovação, desenvolvimento científico.

ABSTRACT

Bahia has consolidated itself as a key player in the development of the wind energy chain in Brazil, standing out in installed capacity, investment attraction, and the commercialization of wind farms in auctions promoted by ANEEL. Beyond the expansion of projects in the semi-arid region, an industrial chain for wind equipment manufacturing has also emerged. This study

[2] Este capítulo foi adaptado a partir de artigo submetido e aceito para publicação na Revista Delos e está formatado conforme o estilo de citação e referências adotado por esse periódico.

critically analyzed the socioeconomic impacts of this chain on scientific, technological, and professional development in the state. A qualitative and descriptive methodology was adopted, based on a literature review and document analysis of public policies and institutional data. The results showed a consolidated industrial structure and increasing wind energy participation in the national power matrix. Institutions such as the Bahia Technological Park, FAPESB, and SENAI/CIMATEC have contributed to human capital development and applied research. Approximately 69,000 jobs have been generated, although challenges remain regarding workforce qualification and academia-industry integration. It is concluded that the drive for energy diversification in the Northeast makes wind energy a strategic path for regional sustainability.

Keyworks: wind energy, Bahia, socioeconomic impacts, innovation, scientific development.

4.1 INTRODUÇÃO

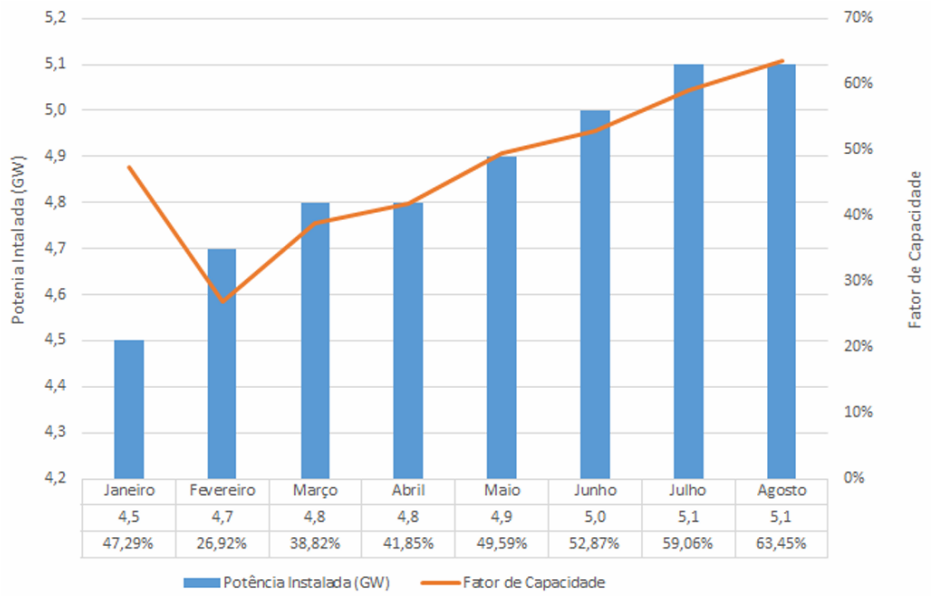
A energia eólica tem se consolidado nas últimas décadas como uma das principais alternativas às fontes convencionais de geração elétrica, contribuindo significativamente para a redução de emissões de gases de efeito estufa e para o enfrentamento das mudanças climáticas globais (Saidur *et al*., 2010). Esse avanço está inserido no contexto da transição energética mundial, impulsionada por compromissos ambientais como o Acordo de Paris e pela necessidade de diversificação das matrizes energéticas frente à instabilidade dos mercados fósseis (Altenburg *et al*., 2023; IRENA, 2022; Diógenes *et al*., 2019).

No Brasil, a energia eólica adquiriu protagonismo a partir de 2009, com o primeiro leilão exclusivo promovido pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o que viabilizou a ampliação da capacidade instalada e atraiu investimentos para regiões de alto potencial. Entre 2007 e 2024, o país saltou de 247 MW para mais de 33,7 GW de potência instalada, ocupando a quinta posição no ranking global de geração eólica *onshore* (GWEC, 2025; ABEEÓLICA, 2024).

Nesse contexto, o Nordeste brasileiro tem desempenhado papel estratégico, com destaque para a Bahia, que está entre os principais estados produtores de energia eólica do país. Em 2024, o território baiano concentrou mais de 35% da produção eólica do país, ultrapassando 10 GW de capacidade outorgada e consolidando uma infraestrutura técnico-industrial robusta (ANEEL, 2024; SDE/BA, 2023). A elevada produtividade dos parques baianos é refletida no fator de capacidade — indicador que mede a eficiência de conversão da energia potencial em energia efetivamente gerada —, que tem superado sistematicamente a média nacional.

Conforme ilustrado na Figura 12, o fator de capacidade da energia eólica na Bahia apresentou crescimento contínuo ao longo dos primeiros oito meses de 2021, atingindo 63,45% em agosto. Esse desempenho técnico reforça a viabilidade da geração eólica no estado e sustenta seu protagonismo no setor elétrico brasileiro.

Figura 12. Fator de capacidade para meses do ano de 2021



Fonte: Adaptado de ACADEMIA DE CIÊNCIAS DA BAHIA (2022), com dados de ONS (2021).

Apesar desses avanços, os estudos sobre energia eólica ainda se concentram majoritariamente nas dimensões técnicas, econômicas e ambientais, com pouca atenção aos impactos científicos, tecnológicos e profissionais da implantação dessa indústria em contextos regionais específicos. No caso da Bahia, observa-se uma lacuna analítica significativa: faltam investigações que articulem a expansão da cadeia produtiva eólica à formação de capital humano, à pesquisa aplicada e à inovação, bem como aos conflitos territoriais e à governança socioambiental (Rabelo *et al*., 2023; Leite, Brannström e Gorayeb, 2022; Nascimento *et al*., 2023).

Além disso, persistem desafios estruturais relacionados à qualificação técnica, à integração entre universidades e setor produtivo e à dependência de tecnologias estrangeiras, que dificultam a consolidação de uma base tecnológica nacional autônoma (Bezerra *et al*., 2015; Diógenes *et al*., 2019; Da Nóbrega, 2024). Os impactos fundiários e os casos de ausência de consulta prévia às comunidades locais também têm gerado tensões sociais e questionamentos sobre a sustentabilidade dos empreendimentos (Maurício, 2021; Copque, 2021; Lima, 2024).

Diante desse cenário, este estudo tem como objetivo analisar criticamente os impactos socioeconômicos e científicos decorrentes da implantação da cadeia industrial da energia eólica no estado da Bahia. A análise concentra-se especialmente nos efeitos da expansão sobre o desenvolvimento local, na contribuição do setor para a geração de empregos e renda, no papel estratégico da Bahia dentro da cadeia produtiva nacional e nas relações estabelecidas entre os empreendimentos e a qualificação técnico-científica da população local.

4.2 MATERIAL E MÉTODOS

Este estudo adota uma abordagem qualitativa e descritiva, com o objetivo de analisar criticamente os impactos socioeconômicos e científicos decorrentes da implantação da cadeia industrial da energia eólica no estado da Bahia. A pesquisa caracteriza-se como bibliográfica e documental, fundamentando-se em fontes secundárias para a construção do referencial teórico e a sistematização dos dados analisados.

A coleta de informações foi realizada por meio de revisão de literatura técnico-científica, abrangendo artigos acadêmicos, dissertações, teses e relatórios institucionais. Foram utilizadas as bases eletrônicas *Scientific Electronic Library Online* (SciELO), *Web of Science*, *Scopus* e a Biblioteca Digital Brasileira de Teses e Dissertações (BDTD), priorizando publicações dos últimos dez anos, de forma a assegurar a atualidade e a relevância dos conteúdos selecionados.

Complementarmente, foi realizada uma análise documental de dados oficiais disponibilizados por instituições como a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Entre os dados levantados, destacam-se: leilões de energia, investimentos realizados, empregos gerados, outorgas concedidas e indicadores de produção e capacidade instalada. A coleta ocorreu no mês de janeiro de 2025, com base nas informações mais atualizadas disponíveis no momento da pesquisa.

Os dados coletados foram organizados em um banco de dados próprio e analisados de forma crítica e interpretativa, à luz do referencial teórico adotado. A análise concentrou-se na identificação de padrões, contradições e dinâmicas regionais associadas à cadeia eólica, com atenção especial ao contexto baiano. Foram consideradas as interações entre Estado, setor produtivo e instituições científicas, bem como os efeitos sobre o desenvolvimento local e a qualificação profissional.

A pesquisa seguiu os princípios éticos da integridade acadêmica, com a devida citação de todas as fontes utilizadas. Por se tratar de um estudo baseado exclusivamente em dados

públicos e literatura já publicada, não foi necessária a submissão a comitê de ética, uma vez que não envolveu sujeitos humanos.

Como limitação, reconhece-se a ausência de coleta de dados primários, como entrevistas com moradores, agentes públicos ou representantes do setor produtivo. Embora essa limitação possa restringir a profundidade da análise empírica, considera-se que o levantamento documental e a base bibliográfica selecionada proporcionam uma visão abrangente e crítica sobre a temática proposta.

4.3 RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.3.1 EXPANSÃO E LIDERANÇA DA BAHIA NO SETOR EÓLICO

Nas duas últimas décadas, o Brasil passou por um processo significativo de diversificação de sua matriz energética, com destaque para a crescente participação da energia eólica. Esse crescimento está associado a políticas públicas indutoras — como os leilões de energia promovidos pela ANEEL a partir de 2009 — e ao amadurecimento do marco regulatório do setor, consolidando o país como o quinto maior produtor mundial da fonte (ABEEólica, 2024; ANEEL, 2024; Reuters, 2024; GWEC, 2025).

Dentro desse cenário, o Nordeste se destaca como o epicentro da geração eólica nacional, e a Bahia desponta como o principal polo desse movimento. O estado tem figurado entre os líderes da produção eólica no Brasil, com destaque em diversos indicadores de desempenho e capacidade instalada. Em outubro de 2024, a Bahia já somava 10,2 GW de potência outorgada, com 305 parques eólicos em operação, distribuídos em 36 municípios. A liderança baiana se deve à combinação de fatores técnicos, geográficos e institucionais, como a qualidade dos ventos, a disponibilidade de áreas amplas e pouco povoadas, a existência de infraestrutura de escoamento de energia e o engajamento de políticas públicas estaduais (SDE/BA, 2023).

Além do aumento absoluto da capacidade instalada, o desempenho técnico da geração eólica na Bahia chama atenção. O fator de capacidade — que mede a relação entre a energia efetivamente gerada e a potência instalada — vem se mantendo consistentemente acima da média nacional. Em 2021, esse indicador atingiu 63,45% no mês de agosto, conforme demonstrado na Figura 13, o que evidencia a eficiência operacional dos empreendimentos no estado e sua relevância estratégica no contexto da transição energética brasileira (Academia de Ciências da Bahia, 2022; ONS, 2021).

Figura 13. Linha do tempo da expansão da energia eólica na Bahia (2009–2025)

Fonte: Autores.

Essa performance tem atraído grandes grupos empresariais, nacionais e internacionais, que concentram seus investimentos em regiões como Caetité, Morro do Chapéu, Campo Formoso e Xique-Xique, localidades de alto potencial eólico e acesso logístico. Essa concentração de empreendimentos em áreas do interior da Bahia reflete uma estratégia de aproveitamento do semiárido como território energético, em que a lógica de ocupação é moldada mais pela disponibilidade técnica e econômica do vento do que por uma política integrada de desenvolvimento territorial (Rabelo *et al*., 2023).

Apesar dos avanços expressivos, o ritmo de expansão eólica na Bahia também impõe desafios estruturais ao estado, como a sobrecarga nas redes de transmissão, a complexidade no licenciamento ambiental e os conflitos fundiários em áreas de instalação dos parques (Copque, 2021; Lima, 2024). Além disso, a lógica de centralização dos investimentos e a baixa articulação com as economias locais suscitam questionamentos sobre os reais benefícios da energia eólica para o desenvolvimento regional sustentável.

A leitura crítica desses dados permite compreender que a liderança baiana na produção eólica não se limita à dimensão quantitativa. Trata-se de uma posição que envolve também disputas por modelos de ocupação territorial, de acesso aos benefícios gerados e de governança dos recursos energéticos. Tais questões serão aprofundadas nas seções seguintes, ao se examinar a cadeia produtiva, os impactos socioeconômicos e os dilemas da sustentabilidade no setor.

4.3.2 CADEIA PRODUTIVA E ESTRUTURA INDUSTRIAL REGIONAL

A consolidação da Bahia como polo eólico nacional não se restringe à geração de energia, mas também envolve o fortalecimento de uma cadeia produtiva associada à indústria de base e aos serviços especializados. Desde o início da década de 2010, o estado tem se destacado na atração de investimentos voltados à montagem de torres, pás e aerogeradores, concentrando, em 2023, aproximadamente 46% dos empreendimentos industriais da cadeia eólica brasileira, superando os estados do Rio Grande do Norte (31%) e Ceará (14%) (SDE/BA, 2023).

A cadeia produtiva baiana articula diferentes etapas: desde a fabricação e montagem dos equipamentos até a operação, manutenção e suporte técnico dos parques. A presença de multinacionais como Siemens Gamesa, GE e Acciona, aliada a incentivos fiscais estaduais e infraestrutura logística (portos, ferrovias e polos industriais), tem sido decisiva para a instalação de fábricas nos municípios de Camaçari, Simões Filho, Jacobina e Juazeiro. Esses empreendimentos geraram, até 2023, mais de 6.000 empregos diretos, com destaque para as áreas de soldagem, logística e metalurgia (SDE/BA, 2023; Bahia, 2023).

Apesar desse dinamismo, a literatura aponta que a nacionalização da cadeia produtiva ainda é limitada, principalmente nos componentes de maior valor agregado, como os aerogeradores e sistemas de controle. A maior parte da tecnologia embarcada continua sendo importada, evidenciando a dependência do setor em relação a fornecedores estrangeiros (Diógenes *et al*., 2019; Da Nóbrega, 2024). Essa situação representa um entrave à consolidação de um parque industrial autônomo e à criação de um ciclo virtuoso de inovação tecnológica e geração de valor agregado local.

Outro ponto crítico refere-se à assimetria territorial entre os polos de produção e as regiões receptoras dos empreendimentos. Enquanto os equipamentos são fabricados em zonas industrializadas próximas à Região Metropolitana de Salvador, os parques são instalados em áreas rurais do semiárido, como Caetité, Igaporã, Xique-Xique e Gentio do Ouro. Essa dissociação territorial gera uma fragmentação dos benefícios socioeconômicos e contribui para a reprodução de desigualdades regionais (Leite, Brannström e Gorayeb, 2022; Nascimento *et al*., 2023).

Além disso, estudos como o de Simas (2012) já indicavam que a geração de empregos no setor eólico tende a se concentrar na fase de implantação dos parques, com forte queda na fase operacional, que é mais intensiva em tecnologia e menos em mão de obra. Isso impõe o desafio de desenvolver políticas de qualificação profissional voltadas às especificidades do setor, de modo a evitar a substituição da força de trabalho local por técnicos vindos de outros estados ou países.

A concentração dos investimentos em poucos grupos empresariais — como Casa dos Ventos, ENGIE, Omega Energia, Enel Green Power e EDF Renewables — também evidencia um padrão de oligopolização do setor, com implicações para a estrutura de governança e para a distribuição dos lucros gerados. A atuação desses grandes players tende a se orientar pela lógica da eficiência econômica e da maximização do retorno financeiro, o que nem sempre se traduz em compromissos com o desenvolvimento territorial integrado (Pereira, 2024; Maia, 2024).

Em síntese, embora a Bahia tenha avançado significativamente na estruturação de uma cadeia produtiva eólica, ainda persiste um cenário de dependência tecnológica, desigualdades territoriais e baixa capilaridade dos benefícios econômicos. Essas contradições reforçam a importância de políticas públicas voltadas à nacionalização dos insumos estratégicos, ao fortalecimento de arranjos produtivos locais e à democratização do acesso aos efeitos positivos da transição energética.

4.3.3 PESQUISA, INOVAÇÃO E QUALIFICAÇÃO PROFISSIONAL

O avanço da cadeia produtiva eólica na Bahia tem estimulado, ainda que de forma desigual, a construção de um ecossistema de pesquisa, desenvolvimento e inovação tecnológica no estado. A presença de instituições como o Parque Tecnológico da Bahia, a Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado da Bahia (FAPESB) e o SENAI/CIMATEC tem sido fundamental para promover ações voltadas à integração entre ciência, tecnologia e setor produtivo, conforme aponta a literatura sobre sistemas locais de inovação (Nascimento, Mendonça e Cunha, 2012; Da Nóbrega, 2024).

No caso do SENAI/CIMATEC, destaca-se a oferta de cursos técnicos, programas de extensão tecnológica, laboratórios de engenharia e centros de testes voltados à energia renovável. A instituição também atua como mediadora entre empresas, governo e universidades, assumindo papel estratégico no modelo de tríplice hélice (Etzkowitz e Leydesdorff, 2000). A atuação da FAPESB, por sua vez, tem priorizado o financiamento de pesquisas aplicadas e a formação de redes de pesquisadores nas áreas de energias limpas, inovação industrial e sustentabilidade regional.

A consolidação desses atores institucionais contribui para o desenvolvimento de soluções tecnológicas adaptadas à realidade local. Um exemplo notável é o projeto de turbina de baixo custo proposto por Albiero *et al*. (2014), voltado para contextos de uso descentralizado

e comunidades rurais. Tais iniciativas indicam um esforço, ainda incipiente, de promover inovações orientadas por demandas sociais, e não apenas pela lógica do mercado.

Entretanto, como apontam Diógenes *et al*. (2019), a estrutura de inovação associada à energia eólica no Brasil ainda é incipiente e dependente de tecnologias importadas. A ausência de um plano nacional consistente de transferência de tecnologia e o baixo índice de nacionalização dos componentes limitam a geração de valor agregado no território e restringem as possibilidades de inovação endógena.

No campo da qualificação profissional, os dados indicam um descompasso entre o crescimento da demanda por mão de obra especializada e a oferta de formação adequada nos territórios afetados pela implantação dos parques. Embora programas de capacitação tenham sido implementados por meio do PRONATEC, SENAI e universidades estaduais, ainda persiste uma lacuna estrutural de integração entre os sistemas de ensino técnico e o setor eólico, sobretudo nos municípios do semiárido baiano (Simas, 2012; SDE/BA, 2023).

A formação de capital humano técnico-científico está fortemente concentrada em regiões metropolitanas e instituições consolidadas, como a UFBA, a UFRB e a UNEB, dificultando o acesso das populações locais às oportunidades criadas pela nova economia energética. Essa assimetria reforça dinâmicas históricas de exclusão territorial e limita a capacidade da energia eólica de atuar como vetor de inclusão produtiva e redução de desigualdades regionais (Rabelo *et al*., 2023).

Dessa forma, os desafios não se restringem à ampliação da oferta de cursos, mas envolvem a necessidade de reestruturar os currículos, criar programas de formação contínua e fortalecer os vínculos entre ensino, pesquisa e demandas reais do setor. A constituição de redes colaborativas entre academia, empresas e poder público é essencial para transformar a energia eólica em um campo de inovação socialmente inclusivo e territorialmente ancorado.

4.3.4 CONTRADIÇÕES E ENTRAVES À SUSTENTABILIDADE DO SETOR

Embora a expansão da energia eólica na Bahia represente um avanço significativo no processo de transição energética, ela não está isenta de contradições e entraves que colocam em xeque a sustentabilidade de seu modelo de implantação. As evidências apontam para uma série de desafios relacionados a impactos socioambientais, lacunas regulatórias, exclusão de comunidades tradicionais e dependência tecnológica, que precisam ser enfrentados para garantir a legitimidade e os benefícios duradouros da cadeia eólica.

Do ponto de vista socioambiental, diversos estudos relatam conflitos fundiários decorrentes da instalação de parques eólicos em áreas ocupadas por comunidades tradicionais, como agricultores familiares, pescadores e povos de matriz quilombola (Maurício, 2021; Lima, 2024). Em municípios como Gentio do Ouro, Xique-Xique e Campo Formoso, há registros de tensionamentos entre empresas e moradores locais, que denunciam a perda de acesso a terras, restrições ao uso de áreas comuns e ausência de compensações adequadas. A atuação de consórcios privados, muitas vezes respaldados por contratos pouco transparentes e com intermediação de prefeituras, agrava o quadro de assimetrias de poder e fragiliza os mecanismos de controle social.

Um ponto crítico recorrente é a ausência de consulta prévia, livre e informada às populações potencialmente afetadas, em descumprimento à Convenção 169 da OIT, ratificada pelo Brasil. Como demonstram Copque (2021) e Neto (2025), os processos decisórios sobre a localização e o licenciamento dos empreendimentos raramente incluem a participação efetiva das comunidades locais, o que compromete os princípios de justiça ambiental e de governança democrática do território.

No plano normativo e institucional, observa-se um marco regulatório fragmentado e pouco eficaz na mediação dos conflitos gerados pela expansão eólica. A atuação do Estado, embora decisiva na promoção de investimentos e incentivos fiscais, tem sido tímida no que se refere ao acompanhamento dos impactos socioeconômicos e à exigência de contrapartidas territoriais. As falhas nos processos de licenciamento ambiental, a sobreposição de competências entre órgãos federais e estaduais e a ausência de instrumentos de planejamento integrado dificultam a construção de uma governança multiescalar que articule desenvolvimento energético com inclusão social e sustentabilidade territorial (Leite, Brannström e Gorayeb, 2022; Pereira, 2024).

No aspecto tecnológico, como discutido anteriormente, a cadeia produtiva brasileira permanece dependente de fornecedores internacionais em componentes-chave, o que limita a internalização de conhecimento técnico e a autonomia do país no setor. A ausência de estratégias robustas de transferência de know-how e de nacionalização das etapas de maior valor agregado perpetua a condição de subalternidade tecnológica e impede o desenvolvimento de uma base industrial autônoma e inovadora (Diógenes *et al*., 2019; Da Nóbrega, 2024).

Além disso, os gargalos logísticos e de infraestrutura — como a limitação da capacidade das linhas de transmissão e a concentração de empreendimentos em regiões distantes dos centros de consumo — representam obstáculos operacionais relevantes, com impacto direto na eficiência do sistema elétrico nacional. O Plano Decenal de Expansão de

Energia 2032 (EPE, 2023) reconhece esses desafios e aponta a necessidade de reforço nas redes de escoamento e de aperfeiçoamento do modelo de planejamento territorial.

Diante desse conjunto de contradições, torna-se evidente que o sucesso da energia eólica na Bahia não pode ser medido apenas pela expansão da capacidade instalada, mas deve considerar os efeitos sociais, institucionais e ambientais gerados nos territórios. O fortalecimento da governança socioambiental, a qualificação dos marcos regulatórios e a articulação entre planejamento energético e ordenamento territorial são caminhos fundamentais para que o setor eólico contribua de forma efetiva para um modelo de desenvolvimento mais justo e sustentável.

4.3.5 INTEGRAÇÃO ENERGÉTICA E DESAFIOS CLIMÁTICOS

A expansão da energia eólica na Bahia, além de representar um vetor estratégico para o desenvolvimento regional, tem papel central nos esforços nacionais de enfrentamento às mudanças climáticas. Diante da redução da previsibilidade hidrológica e do esgotamento de grandes reservatórios no Nordeste, as fontes renováveis não convencionais, especialmente a eólica e a solar, tornaram-se componentes essenciais da nova matriz energética brasileira (EPE, 2023; GWEC, 2025).

No contexto do semiárido baiano, a variabilidade dos regimes pluviométricos comprometeu, ao longo dos últimos anos, a segurança do abastecimento hidroelétrico, tornando necessária uma reconfiguração da lógica de geração baseada na complementaridade entre fontes. Essa integração tem permitido mitigar os efeitos sazonais do sistema, aproveitando o perfil complementar dos ventos e das chuvas — enquanto os reservatórios baixam nos meses secos, a produtividade dos ventos atinge seus picos, como ilustrado pela alta performance do fator de capacidade eólico entre julho e setembro (ONS, 2021).

Essa sinergia entre eólica e hídrica já vem sendo explorada por planejadores do setor elétrico e tem sido incorporada em estudos prospectivos como o Plano Decenal de Expansão de Energia 2032. A proposta de reestruturação da matriz baseada em múltiplas fontes renováveis permite, por um lado, reduzir a dependência de termelétricas fósseis e, por outro, ampliar a resiliência do sistema frente aos efeitos da crise climática (EPE, 2023; IRENA, 2022).

Além disso, a Bahia tem se projetado como liderança em energia limpa não apenas no território nacional, mas também em articulações internacionais, como a COP27 e fóruns latino-americanos sobre transição energética. A vinculação entre política climática, desenvolvimento regional e investimento em infraestrutura energética é uma das direções mais promissoras para

que o estado se consolide como referência em sustentabilidade territorial (SDE/BA, 2023; Nascimento *et al*., 2023).

No entanto, essa perspectiva integradora demanda mais do que planejamento setorial: exige um novo paradigma de governança energética, que inclua aspectos sociais, ambientais e culturais nos critérios de expansão. A construção de uma matriz renovável resiliente e justa depende da capacidade de articular planejamento climático, inclusão produtiva e inovação tecnológica em escala regional.

Dessa forma, a integração energética entre eólica e hidrelétrica, aliada ao protagonismo baiano no setor, pode representar um modelo de referência para o Brasil — desde que acompanhada por políticas de regulação, democratização do acesso à energia e distribuição equitativa dos benefícios da transição energética. Este é o ponto de inflexão entre a euforia da expansão e a necessidade de justiça climática, que será retomado nas reflexões conclusivas deste trabalho.

4.4 CONCLUSÃO

Este estudo teve como objetivo analisar criticamente os impactos científicos, tecnológicos e socioeconômicos da expansão da cadeia industrial da energia eólica no estado da Bahia, destacando seu papel estratégico na transição energética brasileira. A análise documental e bibliográfica revelou que a Bahia se consolidou como um dos principais polos da geração eólica nacional, com destaque em capacidade instalada, desempenho técnico e estrutura industrial associada à cadeia produtiva da energia renovável.

A presença de centros como o Parque Tecnológico da Bahia, o CIMATEC e o apoio de agências como a FAPESB têm impulsionado o desenvolvimento de redes de pesquisa e iniciativas de inovação aplicadas ao setor energético. No entanto, os resultados evidenciam que essa estrutura ainda opera de forma fragmentada, com baixa articulação entre academia e setor produtivo, o que limita o potencial de inovação endógena e a autonomia tecnológica regional.

Sob a perspectiva socioeconômica, estima-se a geração de aproximadamente 69 mil empregos diretos e indiretos no estado, com maior concentração na fase de implantação dos empreendimentos. Apesar disso, a escassez de mão de obra qualificada em regiões interioranas, especialmente em áreas técnicas, representa um gargalo estrutural, exigindo investimentos contínuos em programas de formação profissional e estratégias de interiorização da educação tecnológica.

Adicionalmente, foram identificadas contradições relevantes relacionadas à governança territorial, à ausência de consulta prévia às comunidades afetadas e à concentração de conhecimento técnico nas empresas privadas, dificultando a democratização dos benefícios da transição energética. A frágil integração entre expansão energética, ordenamento do território e justiça socioambiental representa um desafio ainda não superado.

Em um cenário de incertezas climáticas e redução da previsibilidade hidrológica na região do São Francisco, a energia eólica desponta como uma alternativa estratégica para a segurança energética do Nordeste. A complementaridade entre fontes renováveis, especialmente a sinergia entre eólica e hidrelétrica, deve orientar políticas públicas futuras, com base em planejamento integrado, transparência institucional e compromisso com o desenvolvimento regional sustentável.

Reconhece-se, como limitação deste estudo, a ausência de dados primários obtidos por meio de entrevistas ou observações de campo, o que restringe a abordagem direta das percepções sociais e das dinâmicas locais. Sugere-se, portanto, que pesquisas futuras aprofundem a análise empírica em territórios diretamente afetados pela cadeia eólica, com metodologias participativas e foco nas vozes das populações envolvidas

REFERÊNCIAS

ACADEMIA DE CIÊNCIAS DA BAHIA. Bahia: ciência, tecnologia e inovação em energias renováveis. Salvador: ACB; SDE, 2022. Disponível em: https://cienciasbahia.org.br/webinarios/wp-content/uploads/2022/05/acb_GT_energia.pdf. Acesso em: 10 jun. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Banco de Informações de Geração – BIG. Brasília: ANEEL, 2024. Disponível em: https://www.aneel.gov.br/big. Acesso em: 10 jun. 2025.

ALBIERO, Daniel *et al*. Wind turbine for family farming in semi-arid areas with technological innovations for low wind speeds. Revista Ciência Agronômica, v. 45, p. 186–196, 2014.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA – ABEEÓLICA. Boletim Anual de Geração Eólica 2024. São Paulo: ABEEólica, 2024. Disponível em: https://abeeolica.org.br/publicacoes/. Acesso em: 10 jun. 2025.

BARROS, Antônio Soares *et al*. Impactos sociais e ambientais na implantação de parques eólicos: uma análise crítica. Revista Políticas Públicas & Cidades, v. 13, n. 2, p. e915–e915, 2024.

BAHIA. Secretaria de Desenvolvimento Econômico. Nota Técnica nº 093/2024 – Panorama de Energias Renováveis da Bahia. Salvador: SDE, 2024. Disponível em:

https://www.ba.gov.br/sde/sites/site-sde/files/2025-02/NT_093_24_-Panorama-de-Energias-Renov%C3%A1veis.pdf. Acesso em: 10 jun. 2025.

BELLINI, Denis *et al*. Energia eólica: desenvolvimento de geração de energia sustentável. Revista Ibero-Americana de Ciências Ambientais, v. 8, n. 2, p. 205–223, 2017.

BRANNSTROM, Christian *et al*. Perspectivas geográficas nas transformações do litoral brasileiro pela energia eólica. Revista Brasileira de Geografia, v. 63, n. 1, p. 3–28, 2018.

CARVALHO, Fernanda Argolo; NETO, Ernani Machado de Freitas Lins. Energia eólica no Semiárido Baiano: percepção dos impactos socioambientais dos moradores de Gentio do Ouro. Revista Ouricuri, v. 15, n. 1, p. 3–28, 2025.

CHIPONNELLI PINTO, L. I. *et al*. O mercado brasileiro da energia eólica, impactos sociais e ambientais. Ambiente & Água, Taubaté, v. 12, n. 6, p. 1083–1098, nov./dez. 2017.

CONFESSOR, Sâmya L. de M. *et al*. Avaliação dos impactos ambientais gerados em empreendimentos eólicos. In: Brazil Windpower Conference and Exhibition, 2022.

COPQUE, Augusto César da Silva Machado. Conflitos socioambientais de projetos, parques e complexos de energia eólica *onshore* na região geográfica imediata de Guanambi, Bahia-Brasil. 2021. Tese (Doutorado) – Universidade do Minho, Portugal.

CUNHA, Graziela Souza; DA SILVA, José Alderir; SILVA, William Gledson. Desenvolvimento Sustentável e a Energia Eólica no Brasil. Revista de Economia Mackenzie, v. 21, n. 1, p. 183–210, 2024.

DA NÓBREGA, José Aderivaldo Silva. Estudo sobre a construção econômico-política da rede de produção de energia eólica no Brasil. Revista Brasileira de Planejamento e Desenvolvimento, v. 14, n. 1, p. 66–96, 2024.

DA SILVA MENEZES, Flávia Ottoni; GUIMARÃES, Marcelo Duncan Alencar. Os impactos socioambientais das fontes geradoras de energia alternativa nas comunidades do entorno dos parques eólicos da Serra da Babilônia e da Força Eólica do Brasil. REMEA – Revista Eletrônica do Mestrado em Educação Ambiental, v. 39, n. 1, p. 328–349, 2022.

DE AZEVEDO, João Paulo Minardi; DO NASCIMENTO, Raphael Santos; SCHRAM, Igor Bertolino. Energia eólica e os impactos ambientais: um estudo de revisão. Revista Uningá, v. 51, n. 1, 2017.

DIOGENES, C. C.; COSTA, J. C.; ALMEIDA, M. A. A indústria eólica no Brasil: desafios para o desenvolvimento tecnológico nacional. Revista Brasileira de Inovação, v. 18, n. 1, p. 123–148, 2019.

DOS SANTOS, Rafael *et al*. Análise comparativa entre o potencial e a capacidade instalada de energia eólica no Brasil. Revista Delos, v. 18, n. 65, p. e4535–e4535, 2025.

FERNANDES, Geovanna Cruz *et al*. Estimation of *Offshore* Wind Speed in the Coastal Region of The Southern State of Bahia. Revista Brasileira de Geografia Física, v. 18, n. 2, p. 1523–1547, 2025. Disponível em: https://periodicos.ufpe.br/revistas/index.php/rbgfe/article/view/263438. Acesso em: 13 jun. 2025.

GONÇALVES, Solange; RODRIGUES, Thiago Pastorelli; CHAGAS, André Luis Squarize. The impact of wind power on the Brazilian labor market. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 128, p. 109887, 2020.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL – GWEC. Global Wind Report 2025. Brussels: GWEC, 2025. Disponível em: https://gwec.net/global-wind-report-2025. Acesso em: 10 jun. 2025.

HERNANDEZ-CORTES, Danae; MATHES, Sophie. The Effects of Renewable Energy Projects on Employment: Evidence from Brazil. SSRN, 2023. Disponível em: https://ssrn.com/abstract=4626599.

INSTITUTO DE ENERGIA E MEIO AMBIENTE – IEMA. Integração de energias renováveis ao sistema elétrico brasileiro. São Paulo: IEMA, 2024. Disponível em: https://energiaeambiente.org.br. Acesso em: 12 jun. 2025.

LIMA, José Auricélio Gois. Conflitos e danos socioambientais na produção de energia eólica na comunidade do Cumbe, Aracati, Ceará, Brasil. Revista GeoUECE, v. 13, n. 25, 2024.

MAIA, Fernando Joaquim Ferreira *et al*. O arrendamento de terras para produção de energia eólica: um novo capítulo da questão agrária brasileira. Revista Direito GV, v. 20, p. e2413, 2024.

MAURÍCIO, Francisco Raphael Cruz. Moinhos de gastar gente: energia eólica e regime de desapropriação no Nordeste do Brasil. In: Economía política de las energías renovables en América Latina, p. 89.

NASCIMENTO, Monalisa Lustosa. A corrida pela transição energética: geopolítica da relação sino-brasileira no setor energético e a resistência dos povos tradicionais do litoral cearense. 2023.

NASCIMENTO, Thiago Cavalcante *et al*. Innovation and sustainability in energy production: the case of wind power generating system in Brazil. Cadernos EBAPE.BR, v. 10, p. 630–651, 2012.

NORONHA, Matheus *et al*. O papel do ecossistema de inovação e a estruturação de um arcabouço regulatório para o mercado de energia eólica *offshore* no Brasil. International Journal of Business and Marketing, v. 6, n. 2, p. 32–51, 2021.

PEREIRA, Lorena Izá. Quem controla o vento? Uma análise da territorialização das empresas de energia eólica no estado da Bahia, Brasil. Geografia, v. 49, n. 1, p. 525–550, 2024.

REUTERS. Global wind power installations hit record in 2024, led by China and Brazil. Reuters, [s.l.], 10 abr. 2025. Disponível em: https://www.reuters.com/business/energy/global-wind-power-installations-hit-record-2024-led-by-china-brazil-2025-04-10/. Acesso em: 10 jun. 2025.

RABELO, Davi Rodrigues *et al*. Generation of wind energy in the state of Bahia, Brazil: challenges and possibilities. Revista Brasileira de Geografia Física, v. 16, n. 3, p. 1145–1155, 2023.

SECRETARIA DE PLANEJAMENTO DO ESTADO DA BAHIA. Conjunto eólico entra em operação na Bahia com R$ 1,8 bi em investimentos. 2019. Disponível em:

http://www.seplan.ba.gov.br/2019/04/809/Conjunto-Eolico-entra-em-operacao-na-Bahia-com-R-18-bi-em-investimentos.html. Acesso em: 2 out. 2019.

SDE – SECRETARIA DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO DA BAHIA. Bahia: destaque nacional em geração de energia renovável. 2025. Disponível em: https://www.sde.ba.gov.br. Acesso em: 10 jun. 2025.

SDE/BA. Informe Executivo de Energia Eólica – Setembro 2023. Salvador: SDE, 2023.

SIMAS, Moana S.; PACCA, Sérgio. Energia eólica, geração de empregos e desenvolvimento sustentável. Estudos Avançados, São Paulo, v. 27, n. 77, p. 109–124, abr. 2013.

TURNES, Nathália Ledra; GEREMIAS, Reginaldo. Setor eólico: impactos ambientais negativos e ordenamento jurídico ambiental em nível federal. Revista Direito Ambiental e Sociedade, v. 12, n. 1, 2022.

VASCONCELLOS, Henrique Augusto Silva; COUTO, L. Caiado. Estimation of socioeconomic impacts of wind power projects in Brazil's Northeast region using Interregional Input-Output Analysis. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 149, p. 111376, 2021.

VIEIRA, Gisele Maria Ribeiro *et al*. Pós-graduação em energia: uma política pública para apoiar o setor energético brasileiro. Revista Tecnologia e Sociedade, v. 18, n. 52, p. 227–246, 2022.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Esta dissertação teve como objetivo principal avaliar o potencial eólico *offshore* na costa sul da Bahia por meio de modelagem atmosférica e analisar os impactos científicos, tecnológicos e socioeconômicos associados à cadeia produtiva da energia eólica no estado. Ao articular dimensões técnico-modelísticas e estruturais do setor, buscou-se oferecer subsídios para o fortalecimento de tecnologias ambientais e para o desenvolvimento sustentável em escala regional. A hipótese orientadora, segundo a qual o modelo WRF é eficaz para estimar o potencial eólico *offshore* e a cadeia produtiva baiana, embora em expansão, ainda enfrenta desafios estruturais relevantes, foi confirmada com base nas evidências empíricas e analíticas apresentadas ao longo do estudo.

No que se refere ao primeiro objetivo, de estimar e validar a velocidade do vento em alturas típicas de projeto, a aplicação do WRF, calibrada com dados ERA5 e observações de estações meteorológicas, demonstrou desempenho satisfatório na reprodução do ciclo diário e da sazonalidade, com intensificação dos ventos no inverno. Identificaram-se trechos do litoral com velocidades médias superiores a 6 m/s em 100 m e 150 m, indicativas de viabilidade técnica preliminar para implantação de parques *offshore*. A validação estatística apontou boa concordância entre valores modelados e observados, o que sustenta o uso do WRF como ferramenta de apoio ao planejamento energético regional. Assim, o resultado alcançado atende diretamente ao objetivo de base física do trabalho e fundamenta, de maneira consistente, as inferências sobre o potencial eólico.

Quanto ao segundo objetivo, de discutir os impactos científicos, tecnológicos e socioeconômicos da cadeia eólica na Bahia e sua relação com o desenvolvimento regional, a análise evidenciou avanços na formação de polos industriais, na geração de empregos e na expansão de capacidades de pesquisa e inovação. Constatou-se, porém, persistência de gargalos estruturais, como dependência de tecnologia importada, baixa integração entre academia e setor produtivo, escassez de mão de obra qualificada e conflitos territoriais na fase de implantação. Esses achados conectam-se aos resultados do primeiro objetivo ao indicar que a conversão do potencial técnico em benefícios territoriais sustentáveis exige políticas de governança multiescalar, instrumentos de PD&I orientados à nacionalização de componentes críticos e mecanismos de participação social que mitiguem assimetrias e assegurem justiça socioambiental. Em síntese, a expansão eólica pode impulsionar o desenvolvimento regional, mas seus efeitos positivos dependem da capacidade institucional de coordenar inovação, qualificação profissional e salvaguardas ambientais e sociais.

A integração entre os dois eixos do estudo indica que o aproveitamento do potencial eólico *offshore* demanda mais do que precisão na modelagem: requer visão sistêmica capaz de considerar restrições ambientais, usos concorrentes do espaço marinho, infraestrutura de escoamento da energia e arranjos produtivos locais. As evidências apresentadas oferecem base técnica ao planejamento energético e, ao mesmo tempo, promovem reflexão crítica sobre os caminhos de expansão do setor no estado, alinhando resultados de simulação atmosférica a leituras socioeconômicas que qualificam a tomada de decisão pública e privada. Essas conclusões avançam o campo de Tecnologias Ambientais ao demonstrar um arranjo metodológico replicável (WRF + validação) e um enquadramento socioinstitucional que apoia decisões de política pública e investimento privado.

Ao longo do percurso, as principais dificuldades concentraram-se na ausência de dados primários coletados em ambiente marítimo na costa baiana, o que impôs extrapolações a partir de estações em terra e ampliou a incerteza nas alturas de interesse; na existência de lacunas e descontinuidades em séries observacionais que exigiram padronizações temporais para comparabilidade com o ERA5 e com o WRF; e na sensibilidade do modelo a escolhas de parametrização da camada limite e da interface oceano–atmosfera, demandando calibração cuidadosa. No componente setorial, a dependência de fontes secundárias reduziu a granularidade de informações sobre encadeamentos produtivos, perfis ocupacionais e percepções comunitárias, limitando a profundidade de algumas inferências sobre impactos locais. Ainda assim, as estratégias metodológicas adotadas e as triangulações realizadas foram suficientes para sustentar as conclusões e indicar prioridades de aperfeiçoamento.

Dessa forma, os objetivos propostos foram atendidos: demonstrou-se a aptidão do WRF para estimar o potencial eólico *offshore* com aderência às observações e discutiram-se, com base nos resultados obtidos, as oportunidades e os desafios que condicionam a transformação desse potencial em desenvolvimento regional sustentável. Para trabalhos futuros, recomenda-se a ampliação da modelagem com uso de dados primários *offshore*, bem como o aprofundamento das análises socioambientais por meio de abordagens participativas. A inclusão ativa de comunidades e atores locais poderá fortalecer os vínculos entre ciência, tecnologia e sociedade, contribuindo para a construção de estratégias energéticas mais justas, inclusivas e ambientalmente responsáveis.

6 PERSPECTIVAS

A continuidade desta pesquisa pode desdobrar-se em diversas direções, aprofundando tanto os aspectos técnicos quanto as dimensões socioambientais envolvidas. Um dos caminhos mais promissores consiste na instalação de equipamentos de medição direta em ambiente marítimo, como torres anemométricas flutuantes ou boias meteorológicas, que viabilizem a obtenção de dados primários *offshore*. A incorporação desses dados contribuirá para uma validação mais robusta dos modelos atmosféricos utilizados, elevando o grau de precisão das estimativas e fortalecendo a confiabilidade dos estudos aplicados à região.

Paralelamente, novas simulações com o modelo WRF podem ser conduzidas explorando diferentes esquemas de parametrização física, com ajustes específicos para ambientes costeiros tropicais. Tais avanços podem refinar a acurácia dos resultados e ampliar o alcance espacial das análises, fornecendo subsídios ainda mais qualificados para o planejamento energético em escala regional.

No campo ambiental, destaca-se a importância de desenvolver avaliações integradas nas áreas apontadas como potenciais para geração eólica *offshore*. A incorporação de variáveis ecológicas, oceanográficas e socioeconômicas pode enriquecer os processos de licenciamento ambiental e planejamento estratégico, promovendo uma visão sistêmica dos impactos e oportunidades envolvidos. Complementarmente, a realização de estudos de campo com enfoque qualitativo pode aprofundar a compreensão sobre as percepções, preocupações e expectativas das comunidades costeiras em relação à instalação de parques eólicos no mar, favorecendo abordagens mais participativas e sensíveis à realidade territorial.

Do ponto de vista tecnológico e produtivo, há espaço para investigações que explorem a estruturação da cadeia *offshore* no Brasil, com foco na nacionalização de componentes, transferência de tecnologia e geração de emprego qualificado. O fortalecimento dessa cadeia produtiva pode ampliar a capacidade nacional de atender à demanda por energia limpa, ao mesmo tempo em que estimula a inovação e o desenvolvimento regional.

Por fim, o desenvolvimento de plataformas digitais ou dashboards interativos que integrem dados de modelagem atmosférica, indicadores socioambientais e critérios de viabilidade técnica representa uma oportunidade concreta de inovação. Essas ferramentas podem atuar como suporte à tomada de decisão por parte de gestores públicos, investidores e demais atores envolvidos no setor de energias renováveis, contribuindo para uma definição mais estratégica e transparente das áreas prioritárias para novos empreendimentos.

Essas perspectivas futuras evidenciam o potencial da temática para gerar conhecimento aplicado, com forte aderência aos objetivos da área de Ciências e Tecnologias Ambientais e alinhamento com as demandas contemporâneas por soluções sustentáveis, tecnológicas e socialmente comprometidas.

REFERÊNCIAS

GEHRKE, P.; GORETTI, A. A. T.; ÁVILA, L. V. Impacts of the energy matrix on Brazilian sustainable development. **Revista de Administração da UFSM**, Santa Maria, v. 14, p. 1032–1049, 2021. DOI: https://doi.org/10.5902/1983465964409.

GUALTIERI, G. Analysing the uncertainties of reanalysis data used for wind resource assessment: a critical review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, Oxford, v. 171, 113045, 2022. DOI: https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.113045.

JACONDINO, W. D. *et al*. Hourly day-ahead wind power forecasting at two wind farms in northeast Brazil using WRF model. **Renewable Energy**, Amsterdã, v. 178, p. 1001–1016, 2021. DOI: https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.06.084.

MCNICHOLL, B. *et al*. Evaluating the reliability of air temperature from ERA5 reanalysis data. **IEEE Geoscience and Remote Sensing Letters**, Piscataway, v. 20, 5501805, 2023. DOI: https://doi.org/10.1109/LGRS.2023.3271323.

SIERRA LORENZO, M. *et al*. Comparison of the wind nowcasting generated by the WRF model and two LSTM models. **Revista Cubana de Meteorología**, Havana, v. 29, n. 3, 2023. Disponível em: http://rcm.insmet.cu/index.php/rcm/article/view/726. Acesso em: 2 jul. 2025.

SOUKISSIAN, T. H.; KARATHANASI, F. E.; ZARAGKAS, D. K. Exploiting *offshore* wind and solar resources in the Mediterranean using ERA5 reanalysis data. **Renewable Energy**, Amsterdã, v. 181, p. 1405–1422, 2022. DOI: https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.09.078.

SOVACOOL, B. K. *et al*. Equity, technological innovation and sustainable behaviour in a low-carbon future. **Nature Human Behaviour**, Londres, v. 6, p. 326–337, 2022. DOI: https://doi.org/10.1038/s41562-021-01257-2.

VAICBERG, H.; VALIATT, G.; FERREIRA, M. Energia eólica *offshore*: um overview do cenário global e o contexto brasileiro. **Revista de Direito e Negócios Internacionais da Maritime Law Academy** – International Law and Business Review, Salvador, v. 1, n. 1, p. 114–143, 2021. Disponível em: https://mlawreview.emnuvens.com.br/mlaw/article/view/6. Acesso em: 2 jul. 2025.