

UNIVERSIDADE FEDERAL DE PELOTAS
Instituto de Física e Matemática
Programa de Pós-Graduação em Modelagem Matemática



Dissertação

**Exploração do potencial de geração de energia eólica offshore na região
do Atlântico sul: um estudo comparativo entre HAWTs e VAWTs**

Guilherme Nogueira da Silva

Pelotas, 2026

Guilherme Nogueira da Silva

**Exploração do potencial de geração de energia eólica offshore na região do
Atlântico sul: um estudo comparativo entre HAWTs e VAWTs**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Modelagem Matemática do Instituto de Física e Matemática da Universidade Federal de Pelotas, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Modelagem Matemática.

Orientador: Prof. Dr. Douglas da Silva Lindemann
Coorientador: Profa. Dra. Bianca Buss Maske

Pelotas, 2026

Universidade Federal de Pelotas / Sistema de Bibliotecas
Catalogação da Publicação

S586e Silva, Guilherme Nogueira da

Exploração do potencial de geração de energia eólica offshore na região do Atlântico sul [recurso eletrônico] : um estudo comparativo entre HAWTs e VAWTs / Guilherme Nogueira da Silva ; Douglas da Silva Lindemann, orientador ; Bianca Buss Maske, coorientadora. — Pelotas, 2026.

51 f. : il.

Dissertação (Mestrado) — Programa de Pós-Graduação em Modelagem Matemática, Instituto de Física e Matemática, Universidade Federal de Pelotas, 2026.

1. Energia eólica. 2. Offshore. 3. Hawt. 4. Vawt. I. Lindemann, Douglas da Silva, orient. II. Maske, Bianca Buss, coorient. III. Título.

CDD 333.92

Guilherme Nogueira da Silva

**EXPLORAÇÃO DO POTENCIAL DE GERAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA OFFSHORE
NA REGIÃO DO ATLÂNTICO SUL: UM ESTUDO COMPARATIVO ENTRE HAWTS E
VAWTS**

Dissertação aprovada, como requisito parcial, para obtenção do grau de Mestre em Modelagem Matemática, Programa de Pós-Graduação em Modelagem Matemática, Instituto de Física e Matemática, Universidade Federal de Pelotas.

Data da Defesa: 25 de maio de 2026

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Douglas da Silva Lindemann (Orientador)
Doutor em Meteorologia pela Universidade Federal de Viçosa.

Prof^a. Dr^a. Bianca Buss Maske (Coorientadora)
Doutora em Modelagem de Superfície, Interação Superfície-Atmosfera pelo INPE.

Prof. Dr. Mateus Dias Nunes
Doutor em Meteorologia pelo INPE.

Prof. Dr. Rafael Afonso do Nascimento Reis
Doutor em Meteorologia Aplicada pela Universidade Federal de Viçosa.

Prof^a. Dr^a. Daniela Buske
Doutora em Fenômenos de Transporte pela UFRGS.

Dedico este trabalho à minha família, que são suporte e razão da minha atuação neste mundo.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao meu orientador, por transformar uma jornada tão densa e complexa da minha caminhada em uma prazerosa e tranquila busca por conhecimento genuíno. Agradeço a CAPES pelo apoio, mesmo que parcial, nesta caminhada. Agradeço também ao PPGMMat - UFPel por ser suporte incentivador das nossas capacidades enquanto alunos de pós-graduação.

RESUMO

SILVA, Guilherme Nogueira da. **Exploração do potencial de geração de energia eólica offshore na região do Atlântico sul: um estudo comparativo entre HAWTs e VAWTs**. Orientador: Douglas da Silva Lindemann. 2026. 51 f. Dissertação (Mestrado em Modelagem Matemática) – Instituto de Física e Matemática, Universidade Federal de Pelotas, Pelotas, 2026.

Esta dissertação investiga o potencial eólico offshore no Atlântico Sul, com foco no impacto da variabilidade direcional do vento sobre a eficiência e a estabilidade operacional de aerogeradores. A metodologia estruturou-se em uma abordagem multiescalar utilizando dados de reanálise ERA5, iniciando com uma caracterização climatológica de 30 anos (1995-2024) que permitiu identificar um "hotspot" energético nas coordenadas Lat $-35,00^\circ$ / Lon $-50,00^\circ$. Na escala de alta resolução temporal, investigou-se a dinâmica horária deste sítio ao longo do ano civil completo de 2024 (8.784 horas), revelando um regime de ventos fortes (média de 8,79 m/s) marcado por frequentes alterações de direção (15,11% de instabilidade). O núcleo do estudo consistiu na modelagem computacional de um parque eólico virtual de 360 MW, comparando o desempenho de turbinas de Eixo Horizontal (HAWT) e Vertical (VAWT) sob as mesmas condições de contorno, integrando modelos de esteira (Jensen) e perdas por desalinhamento (yaw misalignment). Os resultados demonstraram uma paridade técnica na produção energética global (1.609 GWh no ano), com uma vantagem marginal de 0,15% para a tecnologia vertical, mesmo em um cenário conservador sem fatores de sinergia. Contudo, a análise operacional revelou discrepâncias críticas: enquanto a tecnologia VAWT operou de forma passiva, a tecnologia HAWT exigiu 4.087 manobras de reorientação da nacele ao longo do ano para rastrear o vento, mantendo uma média constante de aproximadamente 1.000 atuações por trimestre. Conclui-se que, para regiões de alta volatilidade direcional como a estudada, a omnidirecionalidade das VAWTs representa uma vantagem estratégica estrutural o ano inteiro, mitigando riscos de fadiga mecânica e elevados custos de manutenção (OPEX) que penalizariam a tecnologia horizontal convencional.

Palavras-chave: Energia Eólica Offshore; ERA5; Turbinas de Eixo Vertical (VAWT); Variabilidade Direcional; Simulação Energética.

ABSTRACT

SILVA, Guilherme Nogueira da. **Exploration of the potential for offshore wind power generation in the South Atlantic region: a comparative study between HAWTs and VAWTs**. Advisor: Douglas da Silva Lindemann. 2026. 51 f. Dissertation (Masters in Mathematical Modelling) – Mathematics and Physics Institute, Federal University of Pelotas, Pelotas, 2026.

This dissertation investigates the offshore wind potential in the South Atlantic, focusing on the impact of directional wind variability on the efficiency and operational stability of wind turbines. The methodology followed a multi-scale approach using ERA5 reanalysis data, starting with a 30-year climatological characterization (1995-2024) that identified an energy "hotspot" at coordinates Lat -35.00° / Lon -50.00° . At the high-resolution temporal scale, the hourly dynamics of this site were investigated over the full 2024 calendar year (8,784 hours), revealing a strong wind regime (mean 8.79 m/s) marked by frequent directional shifts (15.11% instability). The core of the study consisted of the computational modeling of a 360 MW virtual wind farm, comparing the performance of Horizontal Axis (HAWT) and Vertical Axis (VAWT) turbines under identical boundary conditions, integrating wake models (Jensen) and yaw misalignment losses. Results showed technical parity in global energy production (1,609 GWh in the year), with a marginal 0.15% advantage for the vertical technology, even in a conservative scenario without synergy factors. However, the operational analysis revealed critical discrepancies: while the VAWT technology operated passively, the HAWT technology required 4,087 nacelle reorientation maneuvers throughout the year to track the wind, maintaining a constant average of approximately 1,000 actuations per quarter. It is concluded that for regions with high directional volatility such as the one studied, the omnidirectionality of VAWTs represents a structural strategic advantage year-round, mitigating mechanical fatigue risks and high maintenance costs (OPEX) that would penalize conventional horizontal technology.

Keywords: Offshore Wind Energy; ERA5; Vertical Axis Wind Turbines (VAWT); Directional Variability; Energy Simulation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Evolução percentual da capacidade instalada de energia eólica no mundo	12
Figura 2	Evolução da capacidade instalada de energia eólica no Brasil (2005–2019)	17
Figura 3	Distribuição da capacidade instalada de energia eólica por estado no Nordeste do Brasil	18
Figura 4	Fator de capacidade médio mensal dos subsistemas NO e NE em 2020	19
Figura 5	Potencial técnico offshore estimado no Brasil	20
Figura 6	Anticiclone Subtropical do Atlântico Sul (ASAS)	24
Figura 7	Caracterização espacial da área de estudo	27
Figura 8	Definição vetorial do erro de alinhamento (<i>Yaw Misalignment</i>)	31
Figura 9	Comparativo da velocidade média do vento (Período 1995–2024) . .	35
Figura 10	Distribuição da velocidade média mensal climatológica a 100 m (Série de 30 anos)	35
Figura 11	Distribuição espacial da velocidade média climatológica anual a 100 m e localização do <i>hotspot</i> (Série de 30 anos, registros diários às 12:00 UTC)	36
Figura 12	Evolução trimestral do campo de vento climatológico a 100 m (Série de 30 anos, registros diários às 12:00 UTC)	37
Figura 13	Perfil médio diurno: intensidade e variação direcional (Ano 2024) . .	38
Figura 14	Histograma de variação horária da direção do vento (Ano 2024) . .	39
Figura 15	Distribuição direcional e intensidade do vento (Ano 2024)	40
Figura 16	Comparativo de produção energética e saldo acumulado da VAWT (2024)	41
Figura 17	Dinâmica de erro de alinhamento e atuação do sistema de <i>yaw</i> da HAWT (2024)	42

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AEP	<i>Annual Energy Production</i> (Produção Anual de Energia)
ASAS	Anticiclone Subtropical do Atlântico Sul (<i>South Atlantic Subtropical Anticyclone</i>)
CAPES	Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i> (Despesas de Capital/Investimento)
CFD	<i>Computational Fluid Dynamics</i> (Dinâmica dos Fluidos Computacional)
DP	Potencial de Deriva (<i>Drift Potential</i>)
EBSA	<i>Ecologically or Biologically Significant Marine Areas</i> (Áreas Marinhas Ecologicamente ou Biologicamente Significativas)
ECMWF	<i>European Centre for Medium-Range Weather Forecasts</i>
ERA5	<i>ECMWF Reanalysis v5</i> (5ª geração de reanálises atmosféricas)
GW	Gigawatt
GWEC	<i>Global Wind Energy Council</i>
GWh	Gigawatt-hora
HAWT	<i>Horizontal Axis Wind Turbine</i> (Turbina Eólica de Eixo Horizontal)
JAS	Trimestre Julho-Agosto-Setembro
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i> (Custo Nivelado de Energia)
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
NCEP	<i>National Centers for Environmental Prediction</i>
NE	Nordeste (Direção)
OPEX	<i>Operational Expenditure</i> (Despesas Operacionais)
PEM	Planejamento Espacial Marinho
PPGMMAT	Programa de Pós-Graduação em Modelagem Matemática
RegCM4	<i>Regional Climate Model version 4</i>
SE	Sudeste (Direção)

SW	Sudoeste (Direção)
UFPeI	Universidade Federal de Pelotas
UTC	<i>Coordinated Universal Time</i> (Tempo Universal Coordenado)
UV	Unidades de Vetor (<i>Vector Units</i>)
VAWT	<i>Vertical Axis Wind Turbine</i> (Turbina Eólica de Eixo Vertical)
W	Oeste (<i>West</i>) - Direção
WRF	<i>Weather Research and Forecasting Model</i>

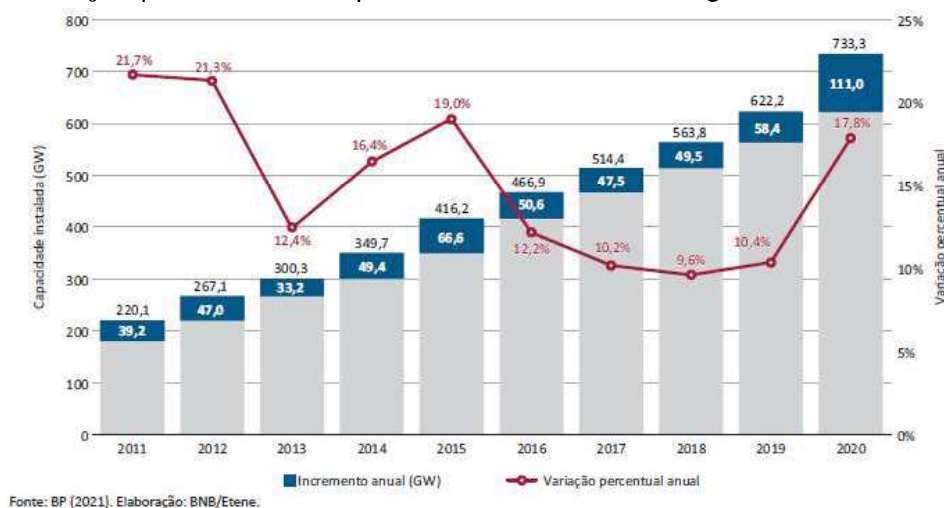
SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	16
2.1	A Energia Eólica no Brasil e o protagonismo da região Nordeste	16
2.2	O grande potencial da região Sul	19
2.3	A influência dos sistemas atmosféricos no regime de vento	21
2.4	Maturidade Tecnológica e Desafios Comerciais: HAWTs <i>versus</i> VAWTs	24
3	METODOLOGIA	26
3.1	Fonte de Dados e Estratégia de Amostragem	26
3.2	Dimensões Espaciais e Resolução	27
3.3	Tratamento Matemático das Variáveis	27
3.3.1	Cálculo da Magnitude	28
3.3.2	Cálculo da Direção e Variação Horária	28
3.4	Etapas da Investigação	29
3.4.1	Etapa 1: Caracterização Regional e Seleção Espacial do Sítio	29
3.4.2	Etapa 2: Refinamento em Alta Resolução Temporal	29
3.4.3	Etapa 3: Simulação Energética Comparativa	30
3.5	Premissas e Limitações Metodológicas	32
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	34
4.1	Análise da Magnitude e Distribuição Espacial	34
4.2	Sazonalidade e Definição do <i>Hotspot</i>	35
4.3	Resultados do Refinamento em Alta Resolução Temporal (Ano 2024)	37
4.3.1	Perfil Diurno e Estabilidade Direcional	38
4.4	Desempenho Energético e Operacional do Parque Virtual	40
4.4.1	Balanco Energético Anual e Trimestral	40
4.4.2	Análise de Desgaste Mecânico (OPEX)	42
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	43
5.1	Contribuição Científica	43
5.2	Trabalhos Futuros	44
	REFERÊNCIAS	45
	APÊNDICE A ALGORITMO DE SIMULAÇÃO DO SISTEMA DE YAW	50

1 INTRODUÇÃO

No cenário global de crescente preocupação com as mudanças climáticas e a degradação ambiental, a transição para fontes de energia renováveis tornou-se vital. As energias limpas, notadamente a eólica, têm sido apontadas como soluções promissoras, impulsionando tanto avanços nos estudos acadêmicos — como o desenvolvimento de turbinas flutuantes para águas profundas e o aprimoramento de modelos fluido-dinâmicos de esteira — quanto investimentos significativos. Em termos de mercado, relatórios recentes do *Global Wind Energy Council* (GWEC) destacam que a indústria eólica global continua batendo recordes de instalação, como a adição de 117 GW apenas no ano anterior, atraindo volumes massivos de capital privado (GWEC, 2025). No Brasil, essa atratividade é evidenciada pela intensa movimentação do setor: dados de 2025 do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) registram dezenas de projetos de complexos eólicos *offshore* com processos de licenciamento ambiental abertos na costa brasileira (IBAMA, 2024). Como se pode notar na Figura 1, no decênio 2011-2020, a capacidade instalada em energia eólica no mundo evoluiu a uma taxa média de 14,7% ao ano (Bezerra, 2021), refletindo tanto uma conscientização ambiental quanto incentivos econômicos e políticos.

Figura 1 – Evolução percentual da capacidade instalada de energia eólica no mundo



Fonte: Elaborado por Bezerra (2021) com base em dados da BP (2021).

O estado do Rio Grande do Sul desponta no Brasil como um polo essencial de produção de energia eólica onshore, essencialmente devido às suas condições geográficas únicas e ao regime climático favorável. Porém, o expressivo volume de estudos ambientais e pedidos de licença encaminhados ao IBAMA nos últimos anos comprova que a produção *offshore* é uma forte candidata a reforçar a matriz energética do estado. Dados recentes do IBAMA revelam que o Brasil concentra dezenas de projetos de complexos eólicos oceânicos em processo de licenciamento, sendo o Rio Grande do Sul o estado com o maior número de propostas em análise, abrigando cerca de 30 projetos que, somados, representam dezenas de gigawatts (GW) de capacidade projetada (IBAMA, 2025; Reif, 2025). Entre as iniciativas protocoladas para o litoral gaúcho, destacam-se grandes empreendimentos como o Complexo Eólico Águas Claras, proposto pela Neoenergia (Brasil Energia, 2019), além das vastas áreas de prospecção submetidas por gigantes do setor, como a Petrobras (Petrobras, 2023) e a Ocean Winds (Ocean Winds, 2024). Conforme estudos de Pires et al. (2020), a região apresenta um potencial considerável devido à intensidade e regularidade dos ventos costeiros. A energia eólica onshore já constitui uma parte fundamental da matriz energética gaúcha, respondendo por aproximadamente 17,6% de toda a capacidade instalada de geração elétrica no estado, segundo levantamentos da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (Governo do Estado do Rio Grande do Sul, 2023). Diante desse cenário de consolidação em terra, a expansão para o ambiente *offshore* surge como o passo estratégico seguinte, contribuindo significativamente para mitigar a dependência de combustíveis fósseis, ampliar a segurança do sistema interligado e diversificar as fontes de energia do estado.

Entretanto, a total implementação de parques eólicos onshore no estado atualmente usa aerogeradores de eixo horizontal (HAWTs), que enfrentam desafios técnicos consideráveis. De acordo com Nassif e Pimenta (2020) ao analisar o comportamento do sistema de ventos para a região sul do Brasil, a variação brusca de direção e intensidade dos ventos na região gera custos elevados de manutenção e desgaste dos equipamentos. Esses fatores tornam o Nordeste brasileiro, com ventos mais constantes em termos de velocidade e direção, um concorrente atraente, apesar de sua menor intensidade de vento. É justamente nesse sentido que as evidências de Bomfim Marinho et al. (2021) refletem a importância de considerar tecnologias que melhor se adaptem ao comportamento e às características climatológicas específicas de cada localidade, potencializando a eficiência e reduzindo falhas operacionais.

É nesse contexto que a presente pesquisa propõe a exploração de aerogeradores de eixo vertical (VAWTs) como uma alternativa viável e inovadora para a instalação de futuros parques eólicos offshore no litoral do Rio Grande do Sul. Revisões tecnológicas recentes e estudos em fluidodinâmica, como os conduzidos por Abobaker et al. (2024) e Rezaeiha et al. (2018), especificam que as VAWTs possuem maior adaptabilidade a

regimes de ventos turbulentos e variações bruscas de direção. Segundo os autores, a natureza omnidirecional dessa tecnologia permite uma operação estável sob fluxos instáveis, sem a necessidade de mecanismos ativos de rastreamento (*yaw*). Essa resiliência aerodinâmica alinha-se perfeitamente às características amplamente documentadas para o litoral do Rio Grande do Sul. Tomazelli (1993) caracteriza o regime de ventos na região como de alta energia e com marcante variabilidade direcional ao longo do ano, com distribuição bimodal e alternância de ventos dominantes (nordeste [NE] e oeste-sudoeste [W-SW]), enquanto Leite (2013) destaca a influência das circulações locais e da interação entre regimes marítimos e lacustres, resultando em ventos instáveis e de forte variação temporal.

Apesar do imenso potencial, a implantação de parques eólicos *offshore* esbarra em um alto custo de capital (CAPEX) inicial e, até o momento, na ausência de projetos operacionais no Brasil. Diante disso, o problema científico central desta pesquisa reside no fato de que o uso massivo da tecnologia legada de eixo horizontal (HAWT) em regimes de ventos altamente voláteis — como o do litoral gaúcho — impõe severas perdas aerodinâmicas por desalinhamento e um desgaste excessivo dos equipamentos, elevando os custos operacionais (OPEX). Consequentemente, a hipótese que orienta este estudo é a de que as VAWTs representam uma solução tecnológica superior e inovadora para o cenário *offshore* sul-rio-grandense, pois sua insensibilidade à variação direcional mitiga as perdas operacionais impostas pela climatologia local. Para testar essa premissa, a pesquisa busca responder quantitativamente qual é o impacto real da volatilidade direcional sobre as HAWTs e qual seria o ganho efetivo ao se adotar rotores verticais.

Espera-se que a resposta a essas questões demonstre que a escolha tecnológica adequada pode otimizar a exploração *offshore*, reconduzindo o Rio Grande do Sul a uma posição de destaque na atração de investimentos. Como destacado por (Global Energy Monitor, 2023), o desenvolvimento otimizado desse potencial não apenas assegura a capacidade energética, mas também impulsiona a industrialização, a geração de empregos e o desenvolvimento econômico regional sustentável.

Portanto, a presente dissertação tem como objetivo geral avaliar o potencial eólico *offshore* do litoral do Rio Grande do Sul por meio de uma modelagem matemática comparativa entre tecnologias de eixo horizontal (HAWT) e vertical (VAWT). O estudo utiliza a climatologia histórica como filtro espacial para localizar a coordenada de maior intensidade energética (o *hotspot*), e concentra sua análise na simulação de um ciclo anual civil completo (2024), a fim de validar a eficiência e a resiliência mecânica de ambas as tecnologias frente à volatilidade direcional do vento local.

Para isso, foram definidos os seguintes objetivos específicos:

- a) caracterizar o regime de ventos histórico no oceano costeiro do Rio Grande do Sul, utilizando o período sazonal de pico apenas como critério para isolar

geograficamente o *hotspot* de maior potencial;

- b) modelar o desempenho de parques eólicos *offshore* virtuais instalados nesse *hotspot* ao longo de 8.784 horas operacionais (ano civil de 2024), acoplando o modelo analítico de esteira de Jensen para as topologias HAWT e VAWT;
- c) quantificar e comparar os resultados, tanto no acumulado anual quanto no fatiamento trimestral, mensurando a produção bruta de energia e o severo desgaste mecânico imposto à HAWT pela instabilidade direcional (acionamentos de *yaw*).

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Com o intuito de contribuir para o desenvolvimento sustentável do setor energético nacional, o presente trabalho investiga como a produção de energia eólica *offshore* é abordada na literatura científica atual. Existe um consenso na literatura recente quanto à abundância de recursos eólicos no Atlântico Sul. Diversos trabalhos têm se dedicado a mapear e validar o potencial desta região, corroborando a viabilidade técnica e a estabilidade dos ventos oceânicos na costa brasileira (Ortiz; Kampel, 2011; Silva; Pimenta; Assireu; Spyrides, 2016; Mattos; Borba, 2018; Freitas; Vasconcelos junior; Martins, 2019). A partir desse panorama abrangente, esta revisão bibliográfica foi segmentada sistematicamente para destacar os aspectos mais relevantes à modelagem proposta, conforme segue.

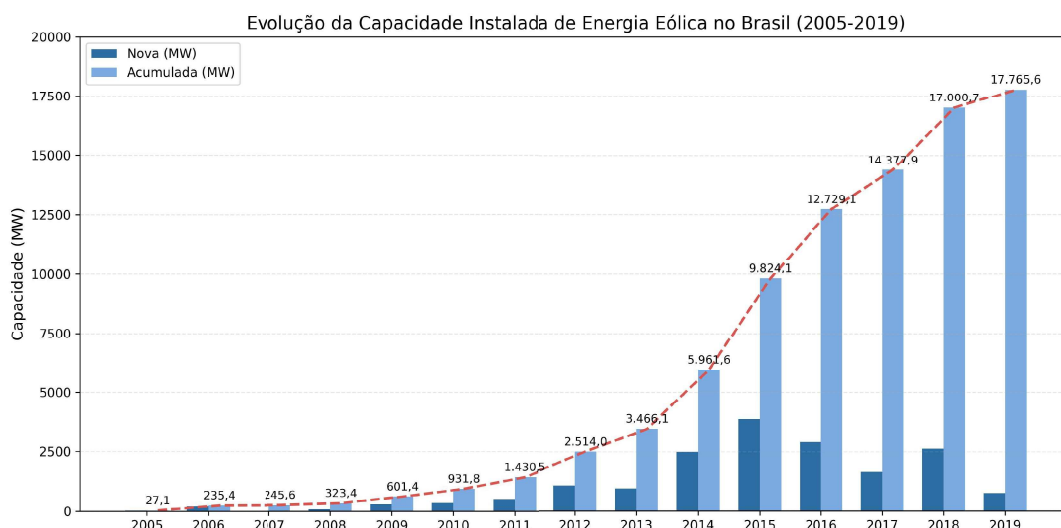
2.1 A Energia Eólica no Brasil e o protagonismo da região Nordeste

A transição energética global, impulsionada pela urgência climática e pela busca por maior segurança e diversificação da matriz, posiciona a energia eólica como uma fonte crucial de geração de eletricidade limpa e renovável (Sampaio; Batista, 2021). O Brasil, com sua vasta extensão territorial e recursos naturais abundantes, detém uma matriz energética historicamente renovável, predominantemente hidrelétrica. Contudo, projeções indicam que a participação da hidreletricidade pode diminuir nas próximas décadas (Banco Mundial, 2024). Diante das crescentes expectativas de demanda energética, a expansão de fontes complementares, como a energia eólica, torna-se essencial para a segurança do suprimento e a sustentabilidade da matriz (Schmidt; Cancelli; Pereira, 2016).

O país emergiu como um mercado eólico significativo, impulsionado pela competitividade da fonte e pelas excelentes condições naturais (Bezerra, 2021). A energia eólica onshore já representa uma das maiores e mais econômicas fontes de geração elétrica do Brasil. Em novembro de 2021, a capacidade instalada em operação alcançou 19,9 GW, distribuídos em 758 usinas, de acordo com os dados da Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica, 2021). Esse crescimento consolidou a tendência observada

em 2020, quando o país já ocupava a 7ª posição no Ranking Mundial do Global Wind Energy Council (GWEC) (Sampaio; Batista, 2021). A Figura 2 ilustra a evolução dessa capacidade instalada ao longo dos anos.

Figura 2 – Evolução da capacidade instalada de energia eólica no Brasil (2005–2019)

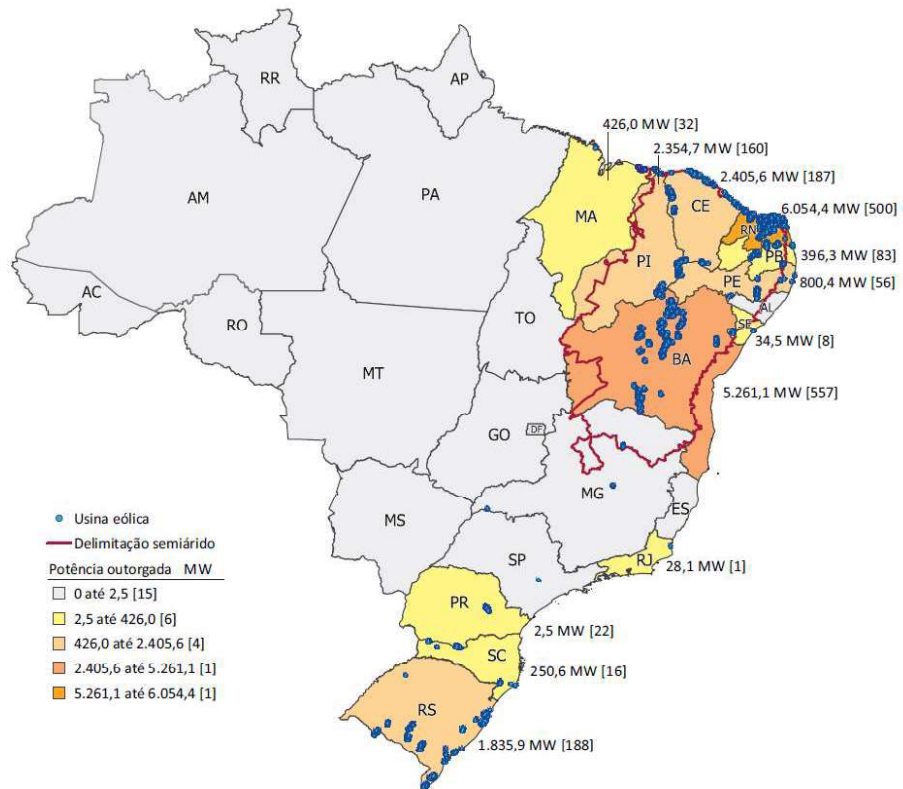


Fonte: Elaborado pelo autor com base em dados da ABEEólica (2020) apresentados por Sampaio e Batista (2021).

Além do onshore, o Brasil possui um potencial eólico offshore robusto, estimado em mais de 1.200 gigawatts (GW) nos mapeamentos oficiais da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2020). Este vasto potencial, que inclui 480 GW de fundação fixa (profundidades < 70 m) e 748 GW de fundação flutuante (profundidades de 70 m a 1.000 m), é visto como uma opção estratégica não apenas para atender ao aumento da demanda futura, mas também para complementar a energia hidrelétrica. Estudos acadêmicos corroboram essa sinergia, demonstrando que a sazonalidade dos ventos sobre o continente possui uma correlação negativa com os regimes de chuva no Brasil, desta forma a energia eólica offshore funciona como uma alternativa estratégica para o sistema em períodos de seca (Schmidt; Cancelli; Pereira, 2016; Banco Mundial, 2024).

Nesse panorama nacional, a Região Nordeste destaca-se inegavelmente como a líder atual na produção de energia eólica no Brasil. Em novembro de 2021, o Nordeste sediava 89,3% das usinas eólicas em operação no país, totalizando 17,7 GW de potência instalada. Estados como Rio Grande do Norte (30,5%), Bahia (26,5%), Ceará (12,1%) e Piauí (11,9%) concentram a maior parte dessa capacidade (Bezerra, 2021), cuja distribuição geográfica é detalhada na Figura 3.

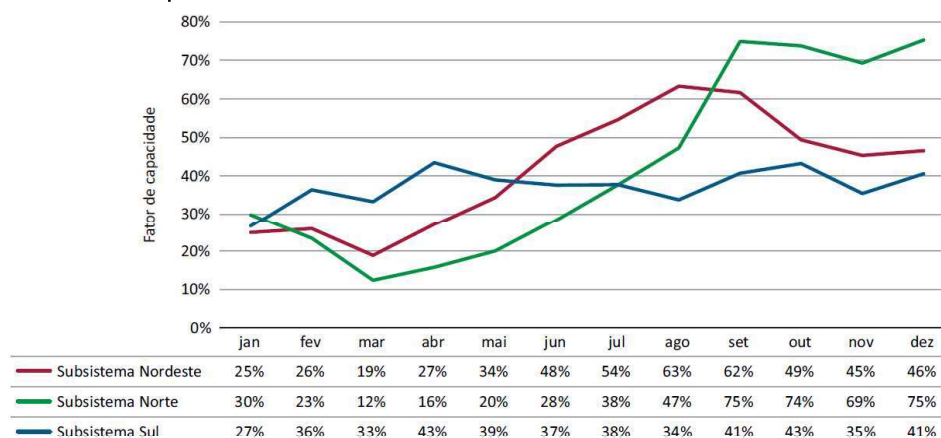
Figura 3 – Distribuição da capacidade instalada de energia eólica por estado no Nordeste do Brasil



Fonte: ANEEL (2021a) *apud* Bezerra (2021) (Bezerra, 2021).

Essa proeminência é resultado direto das condições de vento onshore excepcionalmente favoráveis encontradas na região, com numerosos sítios apresentando velocidades médias entre as maiores do país. A análise do fator de capacidade em 2020 mostrou que os subsistemas Norte e Nordeste tiveram uma média mensal de 42%, com pico de geração no segundo semestre, o que reforça a atratividade para investimentos onshore e a complementaridade sazonal da matriz brasileira, conforme ilustrado na Figura 4 e corroborado por estudos de otimização energética (Bezerra, 2021; Schmidt; Cancellari; Pereira, 2016). Além disso, a maior parte dos projetos eólicos aprovados em leilões governamentais até 2021 (91,5% de 16,6 GW) estava localizada no Nordeste, evidenciando sua competitividade e o reconhecimento de seu potencial.

Figura 4 – Fator de capacidade médio mensal dos subsistemas NO e NE em 2020



Fonte: BNB/Etene (2021) *apud* Bezerra (2021) (Bezerra, 2021).

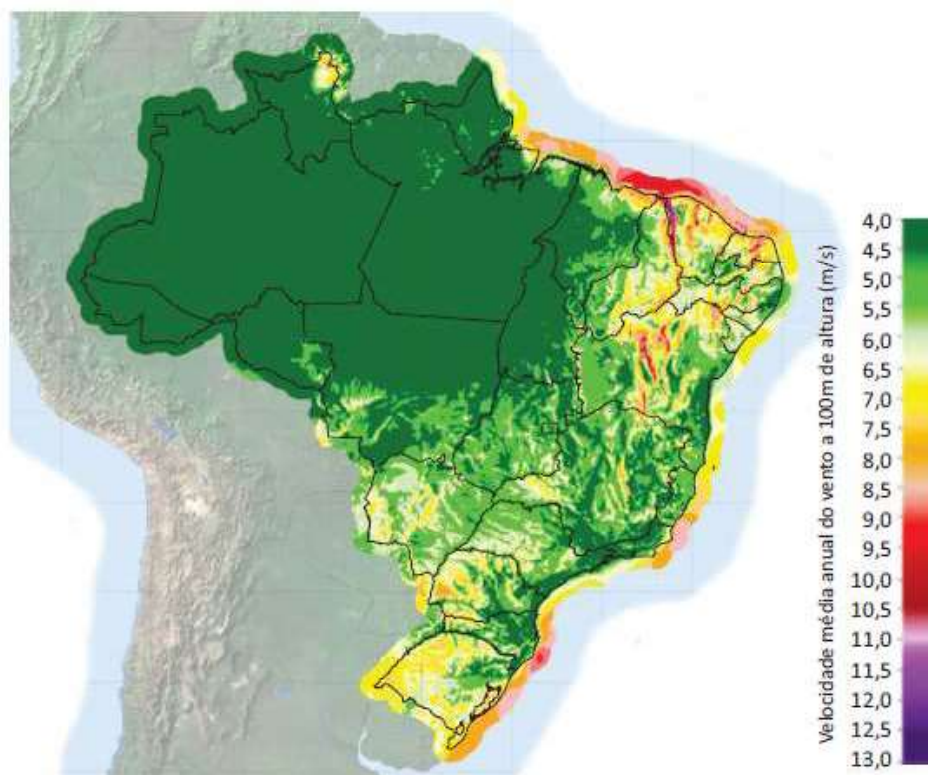
No que tange ao potencial offshore, a costa nordestina é considerada a área oceânica costeira mais favorável do Brasil para o desenvolvimento inicial. A região apresenta excelentes condições de vento offshore, com velocidades médias entre 7 m/s e 10 m/s a 100 m de altitude em águas rasas próximas à costa, características validadas por mapeamentos de recurso eólico de alta resolução na plataforma continental (Pimenta; Silva; Assireu; Almeida, 2019). O potencial técnico total offshore nessa macrorregião é estimado em 356 GW. Zonas altamente favoráveis, como as próximas ao Porto do Pecém (no município de São Gonçalo do Amarante, a cerca de 60 km da capital do estado Ceará, Fortaleza), são candidatas ao desenvolvimento. Contudo, a instalação de parques nessas áreas exige atenção crítica a importantes zonas de pesca artesanal e atividades turísticas, resultando em sensibilidades sociais e conflitos de uso do espaço marinho já mapeados pela literatura acadêmica (Banco Mundial, 2024; Gorayeb; Brannstrom; Lucena; Mendes, 2022).

2.2 O grande potencial da região Sul

Paralelamente ao consolidado protagonismo nordestino, a Região Sul, com destaque para o Rio Grande do Sul, apresenta um potencial eólico estratégico que demanda análise e abordagens tecnológicas específicas. Embora atualmente tenha uma participação onshore bem menor que o Nordeste (aproximadamente 1,5 GW aprovados em leilões governamentais, comparado aos 15,7 GW do Nordeste), a região Sul demonstra características distintas em seu regime de ventos. Dados de 2020 indicam que, enquanto o fator de capacidade médio mensal no Sul foi de 37%, inferior ao Nordeste (42%), sua volatilidade foi menor ao longo do ano (Bezerra, 2021). Essa menor volatilidade pode sugerir um padrão de vento diferente, potencialmente mais constante em certas épocas, que pode ser vantajoso para a estabilidade do sistema elétrico.

Contudo, é no cenário offshore que o Sul do Brasil revela um potencial de magnitude excepcional. No contexto fisiográfico nacional, a região destaca-se por possuir a maior extensão de plataforma continental aproveitável, englobando cerca de 165 mil km². Além disso, apresenta regime de ventos favorável (acima de 8 m/s) em águas rasas e uma localização estratégica próxima a grandes centros industriais, o que favorece a viabilidade técnico-econômica de futuros empreendimentos (Mattos; Borba, 2018). Mais notavelmente, a região Sul detém o maior potencial técnico offshore do país, estimado em 660 GW (Banco Mundial, 2024). Avaliações detalhadas do recurso eólico confirmam essa magnitude, identificando que, embora o Nordeste possua ventos alísios constantes, o Sul compensa com a vasta área de plataforma continental explorável e fatores de capacidade elevados, inclusive em águas profundas (Pimenta; Silva; Assireu; Almeida, 2019). Estudos baseados em dados de satélite corroboram que as regiões com ventos mais intensos e alto potencial energético estão concentradas nessas duas extremidades do país (Figura 5), indicando que os futuros parques tenderão a se concentrar nas costas do Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Sergipe e Alagoas (Santos, 2023).

Figura 5 – Potencial técnico offshore estimado no Brasil



Fonte: (Bezerra, 2021).

O aproveitamento efetivo do vasto potencial do Sul (RS) demanda a consideração de abordagens tecnológicas e de planejamento específicas. Primeiramente, grande parte da região está inserida em Áreas Marinhas Ecologicamente ou Biologicamente

Significativas (EBSAs), o que impõe a necessidade crítica de um Planejamento Espacial Marinho (PEM) pragmático para mitigar riscos à biodiversidade. A literatura recente alerta que a sobreposição de parques eólicos com rotas de migração de aves e áreas de pesca artesanal constitui um dos maiores desafios para o licenciamento, exigindo ferramentas robustas de gestão costeira (Gorayeb; Brannstrom; Lucena; Mendes, 2022). Sob a ótica econômica, embora os custos de instalação (CAPEX) no ambiente offshore brasileiro sejam elevados, a viabilidade depende diretamente da escala dos projetos e da escolha tecnológica. Para explorar o potencial total do Sul (660 GW), será necessária a adoção de fundações flutuantes em águas profundas, diferindo do modelo de fundações fixas predominante em águas rasas do Nordeste. Essa complexidade tecnológica, embora desafiadora, é apontada por análises tecno-econômicas como essencial para acessar os recursos eólicos mais estáveis da plataforma continental sulina (Silva; Pimenta; Assireu; Spyrides, 2016; Banco Mundial, 2024). Consequentemente, a infraestrutura portuária e a rede de transmissão regional também demandarão adaptações significativas para suportar essa nova fronteira de desenvolvimento.

Embora o Nordeste lidere atualmente e seja o foco principal dos investimentos onshore e do desenvolvimento inicial offshore, o potencial técnico do Sul, com suas características de vento e a vastidão de sua área marítima, sugere que, com os investimentos adequados em tecnologia offshore adaptada, planejamento ambiental rigoroso e infraestrutura de suporte, a Região Sul (notadamente o Rio Grande do Sul) tem a capacidade de se tornar um gigante na produção de energia eólica, podendo, em cenários de alta expansão, alcançar ou até mesmo superar a capacidade instalada em outras regiões. O futuro da energia eólica no Brasil é de crescimento expressivo, com a fonte podendo atingir 14% da matriz elétrica brasileira em 2030, com a adição de 16 GW de potência (Bezerra, 2021). Investimentos significativos estão previstos, e a exploração complementar dos distintos, mas igualmente estratégicos, potenciais do Nordeste e do Sul, cada um demandando abordagens técnicas e de planejamento específicas, será fundamental para a segurança energética, a transição para uma economia de baixo carbono e o desenvolvimento regional do país (Banco Mundial, 2024).

2.3 A influência dos sistemas atmosféricos no regime de vento

A origem dos ventos regionais que afetam a costa do Rio Grande do Sul relaciona-se, basicamente, a um importante sistema de alta pressão: o Anticiclone do Atlântico Sul (Tomazelli, 1993).

O Anticiclone do Atlântico Sul é o sistema de alta pressão mais ativo durante os meses de verão (Tomazelli, 1993). Ele exerce grande influência sobre a circulação atmosférica no Oceano Atlântico Sul (Gonçalves, 2021). A localização geográfica deste

sistema afeta as anomalias de velocidade do vento em todo o Brasil, e quaisquer mudanças em sua posição climatológica poderiam afetar a produção de energia eólica (Reboita; Amaro; Souza, 2018).

Este centro de alta pressão controla, basicamente, a origem dos ventos regionais na área de estudo (Tomazelli, 1993). Além desses, outros fenômenos atmosféricos de larga escala e escala sinótica também exercem influência sobre a costa sul brasileira, como o deslocamento de massas de ar, a baixa pressão no nordeste da Argentina, frentes frias, ciclones extratropicais. Esses sistemas transitórios contribuem para a variação da direção do vento nestas latitudes (Gonçalves, 2021).

A interação e o posicionamento desses sistemas sinóticos resultam nos padrões de vento observados (Leite, 2013). O predomínio da incidência dos ventos de nordeste (NE) e leste (E), provenientes da borda do Anticiclone do Atlântico Sul, é uma característica marcante do regime de ventos (Tomazelli, 1993).

A presente revisão bibliográfica foi focada em três estudos que apresentam diferentes abordagens e dados para caracterizar o regime de vento sob a influência de diversos sistemas, empregando distintas escalas temporais em suas análises.

Em (Tomazelli, 1993), analisaram-se dados registrados em três estações meteorológicas localizadas na costa do Rio Grande do Sul: Torres, Imbé e Rio Grande. Este estudo abrangeu um período de 13 anos, de janeiro de 1970 a dezembro de 1982. Para a caracterização do regime de ventos, foram analisados dados de velocidade (em m/s) e direção de proveniência (em 8 setores direcionais) dos ventos superficiais. Os resultados foram apresentados sob a forma de frequência percentual de direção e velocidade dos ventos. A metodologia para calcular o Potencial de Deriva (DP), uma medida da energia do vento, considerou o “tempo em que o vento soprou na direção considerada (registrado como percentagem nas estações meteorológicas)”. Isso indica que os dados, independentemente de sua frequência de registro original nas estações, foram agregados mensalmente ou anualmente para determinar a percentagem de ocorrência em cada direção e faixa de velocidade. A análise sazonal também foi baseada nesses dados agregados mensalmente. Desse modo, a caracterização do vento neste estudo se deu por meio de distribuições de frequência e potenciais de deriva calculados a partir de registros de longo prazo, agregados em percentuais de ocorrência.

Já em (Gonçalves, 2021) utilizaram-se dados de reanálise ERA5 e dados de saída do modelo regional RegCM4 para avaliar o potencial eólico a 100 metros de altura. Para a análise do clima presente, o período estudado foi de 35 anos, de 1981 a 2015. A caracterização do vento com os dados de reanálise ERA5 foi realizada utilizando médias mensais e quatro horários diários sinóticos: 00 UTC, 06 UTC, 12 UTC e 18 UTC, que correspondem às 21h do dia anterior, 3h, 9h e 15h do horário local, respectivamente. Para os dados do modelo regional RegCM4, foram utilizadas médias mensais para o mesmo período de 1981 a 2015. As projeções futuras (2021–2055)

também foram analisadas com médias mensais. Assim, este estudo caracterizou o vento e seu potencial energético com base em dados de reanálise e modelagem em escalas temporais de quatro pontos fixos ao longo do dia (a cada 6 horas) e médias mensais, analisados ao longo de um período de 35 anos.

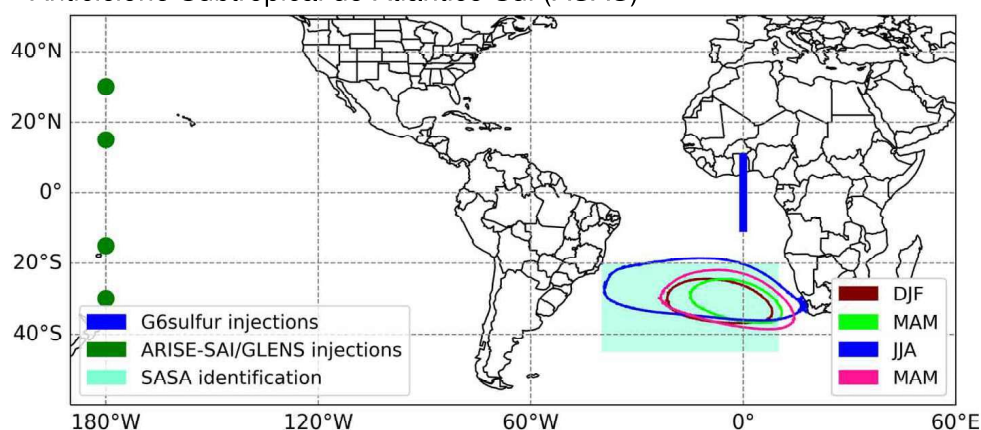
Em (Leite, 2013), embora o foco principal seja nas circulações locais (brisas), foram utilizados dados de reanálise global NCEP com quatro análises diárias (00, 06, 12, 18 UTC) como condições iniciais e de contorno para o modelo de mesoescala WRF (*Weather Research and Forecasting*). Essas análises diárias representaram a informação sinótica que forçou o modelo. Desse modo, a informação sinótica de entrada para a simulação, mesmo quando a componente sinótica era explicitamente removida, foi fornecida a cada seis horas.

Em suma, a caracterização do vento e sua influência nas referências se baseou em diferentes metodologias: dados de estações meteorológicas agregados em frequências percentuais ao longo de 13 anos (Tomazelli, 1993); dados de reanálise (ERA5) em quatro horários diários e médias mensais ao longo de 35 anos, e dados de modelo regional (RegCM4) em médias mensais ao longo de 35 anos (Gonçalves, 2021); e dados de reanálise (NCEP) em quatro análises diárias como condições de entrada para modelagem (Leite, 2013). Essas diferentes escalas temporais de análise (desde agregações de longo prazo até dados de 6 horas e médias mensais) permitiram capturar a variabilidade do vento em diferentes níveis de detalhe, desde a climatologia geral até variações sazonais e diurnas influenciadas pelos sistemas sinóticos.

Em resumo, o regime de vento na costa do Rio Grande do Sul está intrinsecamente ligado à ação dos principais sistemas atmosféricos, notadamente o Anticiclone Subtropical do Atlântico Sul, bem como sistemas transitórios. Estes sistemas determinam a origem predominante dos ventos, a sazonalidade e a alta energia do regime. O resultado é um regime com predomínio de ventos de nordeste (NE), leste (E) e sudeste (SE) e uma direção de deriva resultante para sudoeste (SO), com variabilidade sazonal marcada. Embora, em parte, o foco tenha sido nos sistemas sinóticos, as referências também indicam que o vento de larga escala interage e modifica as circulações locais, influenciando o padrão de vento final na região costeira.

Sob a influência predominante dos sistemas mencionados, o regime de ventos na costa do Rio Grande do Sul apresenta características distintas. A análise dos dados mostra que, nas estações meteorológicas, o vento mais frequente provém de NE. As direções leste (E) e sudeste (SE) também apresentam altas taxas de ocorrência. Este padrão é amplamente atribuído à variação de posição e intensidade do Anticiclone Subtropical do Atlântico Sul (Figura 6).

Figura 6 – Anticiclone Subtropical do Atlântico Sul (ASAS)



Fonte: (Baldoni; Reboita; Crespo; Ribeiro; Rocha, 2025).

O vento de NE, embora sopre ao longo de todo ano, é mais ativo nos meses de primavera-verão. Ventos de W-SW são secundários e mais eficazes nos meses de inverno. Sistemas transitórios como frentes frias, ciclones e anticiclones extratropicais também contribuem para a variação da direção do vento. De acordo com a classificação de Fryberger (1979), o regime de ventos da costa do Rio Grande do Sul caracteriza-se como um regime de alta energia ($DP > 400$ UV). Os baixos valores no índice de variabilidade direcional refletem, principalmente, um padrão bimodal obtuso na distribuição direcional, devido à ação de ventos praticamente opostos (NE/E versus SW/W).

2.4 Maturidade Tecnológica e Desafios Comerciais: HAWTs versus VAWTs

Apesar da tecnologia de eixo vertical (VAWT) apresentar vantagens teóricas promissoras para o ambiente oceânico, notadamente frente à variabilidade direcional, é imperativo contextualizar a grande diferença de maturidade comercial entre ela e a tecnologia dominante de eixo horizontal (HAWT). As HAWTs beneficiam-se de décadas de otimização industrial, economias de escala e consolidação da cadeia de suprimentos, operando com turbinas comerciais que já ultrapassam a escala de 15 MW (Abobaker et al., 2024). Essa robustez confere às HAWTs uma alta "bancabilidade" (*bankability*), garantindo acesso a financiamentos com taxas de juros competitivas e mantendo o Custo Nivelado de Energia (LCOE) em patamares atraentes e seguros para investidores institucionais.

Em contrapartida, as VAWTs carecem de validação empírica em larga escala no ambiente *offshore*. A literatura aponta que a maioria dos estudos foca em protótipos de baixa potência ou simulações numéricas, resultando em um baixo Nível de Maturidade Tecnológica (TRL) para aplicações oceânicas massivas (Rezaeiha; Kalkman; Blocken,

2018). Um dos principais obstáculos técnicos inerentes à geometria vertical é a menor eficiência aerodinâmica máxima (C_p) quando comparada aos rotores horizontais, que extraem energia de forma mais próxima ao Limite de Betz. Além disso, a variação cíclica do ângulo de ataque durante a rotação da VAWT gera flutuações severas de torque e fadiga estrutural contínua nas pás e no eixo principal, elevando os desafios de engenharia de materiais.

Essas barreiras tecnológicas refletem-se diretamente no cenário financeiro. Sem parques comerciais operacionais para validar os modelos de predição de falhas e comprovar os custos reais de Operação e Manutenção (O&M), as estimativas de LCOE para VAWTs *offshore* possuem uma elevada margem de incerteza (Banco Mundial, 2024). Esse risco financeiro afasta o capital privado, criando uma barreira de entrada que retarda a superação de seus desafios estruturais. Portanto, a modelagem proposta neste trabalho, ao simular a inserção de VAWTs no Rio Grande do Sul, busca evidenciar o seu ganho operacional específico (a eliminação das perdas por *yaw*), reconhecendo que a viabilidade final do projeto dependerá da superação dessas substanciais barreiras mercadológicas e de eficiência aerodinâmica.

3 METODOLOGIA

A presente investigação adota uma abordagem quantitativa e computacional, estruturada em etapas sequenciais que progridem de uma análise climatológica em escala regional para uma caracterização pontual em alta resolução temporal. O método de trabalho foi desenhado para filtrar, refinar e aplicar dados atmosféricos históricos visando a estimativa de produtividade e a análise da estabilidade do recurso eólico.

Esta seção descreve a procedência dos dados, a estratégia de amostragem e, fundamentalmente, o tratamento matemático aplicado às variáveis para a obtenção de magnitudes, direções e variações vetoriais.

3.1 Fonte de Dados e Estratégia de Amostragem

A base de dados primária utilizada neste estudo consiste em séries temporais de reanálise atmosférica provenientes do conjunto ERA5, disponibilizado pelo *European Centre for Medium-Range Weather Forecasts* (ECMWF). Optou-se pelo uso de dados de reanálise devido à sua consistência temporal e espacial, permitindo a avaliação de longos períodos sem as falhas de preenchimento comuns em séries observacionais.

Em síntese, uma reanálise atmosférica funciona como um registro histórico reconstruído do clima global. O processo combina modelos numéricos de previsão do tempo com observações passadas para criar um conjunto de dados contínuo, preenchendo as lacunas espaciais e temporais que existem nos registros de estações convencionais. O ERA5 representa a quinta geração dessas reanálises produzida pelo ECMWF, oferecendo melhorias significativas em precisão e resolução, conforme documentado por (Hersbach; Bell; Berrisford; Hirahara; Horányi et al., 2020).

Para atender aos objetivos específicos de cada etapa da investigação (sazonalidade de longo prazo versus dinâmica horária de curto prazo), a aquisição dos dados foi segmentada em dois conjuntos distintos:

- **Conjunto A (Caracterização Climatológica):** Série histórica compreendendo o período de 1º de janeiro de 1995 a 31 de dezembro de 2024 (30 anos), com resolução temporal diária (um único registro diário às 12:00 UTC). Este conjunto

estabelece a climatologia de longo prazo.

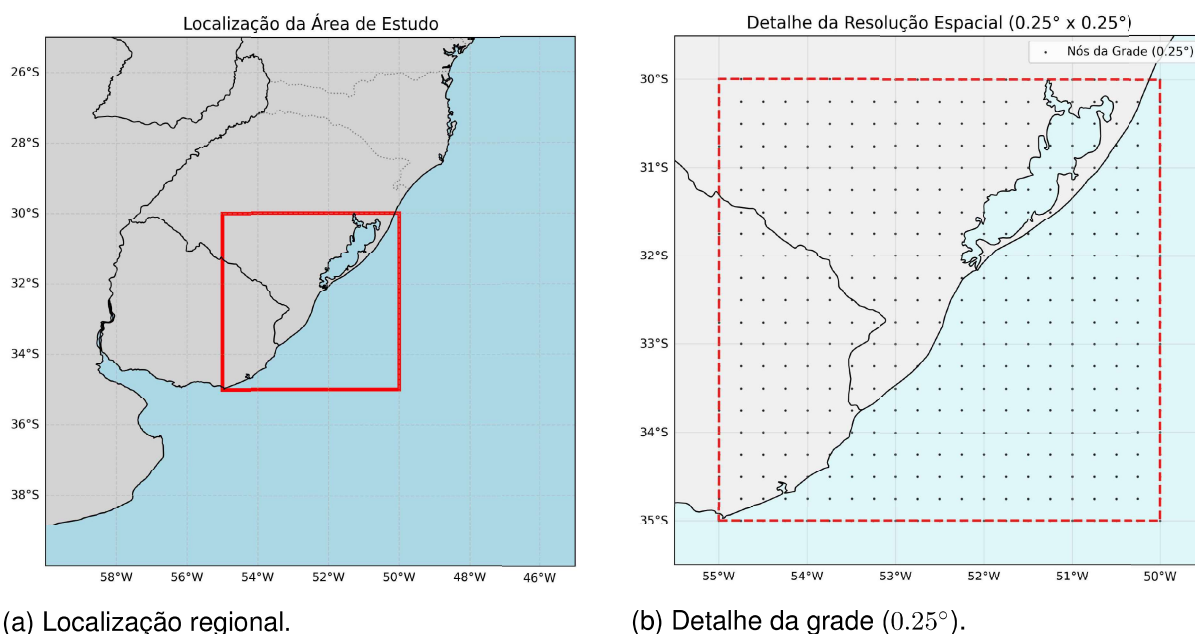
- **Conjunto B (Refinamento em Alta Resolução Temporal):** Série de dados referente ao ano civil de 2024, com resolução temporal horária. Este conjunto é utilizado para a análise detalhada do ciclo diurno e volatilidade da direção, aplicado especificamente ao sítio de maior potencial identificado pelo Conjunto A.

A escolha do ano de 2024 para o Conjunto B justifica-se por ser o período mais recente com disponibilidade de dados completa no momento da aquisição para este estudo. A utilização de um ano civil íntegro foi necessária para capturar a variabilidade sazonal completa, assumindo-se esse recorte como uma limitação temporal frente à indisponibilidade dos dados consolidados de 2025 à época.

3.2 Dimensões Espaciais e Resolução

A área de estudo selecionada compreende a porção sul do estado do Rio Grande do Sul e a região fronteiriça com o Uruguai (Lat -35.00° a -30.00° e Lon -55.00° a -50.00°). A discretização espacial segue uma grade regular (*regular_ll*) com resolução de $0.25^\circ \times 0.25^\circ$, resultando em uma malha com distanciamento aproximado de 27,8 km (meridional) e 23,5 km (zonal). A Figura 7 detalha a malha utilizada.

Figura 7 – Caracterização espacial da área de estudo



Fonte: Elaborado pelo autor.

3.3 Tratamento Matemático das Variáveis

Para a caracterização completa do recurso eólico, foram extraídas as componentes ortogonais do vento (u , zonal; v , meridional) em dois níveis isobáricos: 10 metros

(superfície) e 100 metros (*hub height*). A seguir, detalha-se o equacionamento utilizado para o processamento dessas variáveis brutas.

3.3.1 Cálculo da Magnitude

A magnitude da velocidade do vento (V), necessária para os mapas de potencial e cálculos energéticos, é obtida vetorialmente para cada ponto da grade i, j e instante t , conforme a Equação 1:

$$V_{i,j,t} = \sqrt{u_{i,j,t}^2 + v_{i,j,t}^2} \quad (1)$$

3.3.2 Cálculo da Direção e Variação Horária

Para a análise em alta resolução (Etapa 2), é fundamental determinar a direção de proveniência do vento e sua volatilidade. A direção θ_t (em graus) foi calculada e convertida para a convenção meteorológica (0° = Norte, sentido horário) através da Equação 2:

$$\theta_t = \left(180 + \frac{180}{\pi} \cdot \arctan 2(u_t, v_t) \right) \pmod{360} \quad (2)$$

A variação direcional horária ($\Delta\theta$), métrica utilizada para avaliar a estabilidade do fluxo, foi obtida pela diferença entre instantes consecutivos. Um algoritmo de correção condicional foi implementado (Equação 3) para tratar a descontinuidade matemática na transição do Norte geográfico (ex: passagem de 359° para 1°):

$$\Delta\theta_t = \begin{cases} (\theta_t - \theta_{t-1}) - 360 & \text{se } (\theta_t - \theta_{t-1}) > 180 \\ (\theta_t - \theta_{t-1}) + 360 & \text{se } (\theta_t - \theta_{t-1}) < -180 \\ \theta_t - \theta_{t-1} & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (3)$$

Para fins estatísticos neste trabalho, define-se metodologicamente como Mudança Brusca qualquer evento onde o módulo da variação em um intervalo de uma hora exceda o limiar de 10° ($|\Delta\theta| > 10^\circ$). Ressalta-se que este limiar não se trata de um limite termodinâmico arbitrário, mas sim de um critério operacional adotado na engenharia de manutenção, definido com o propósito de capturar as variações direcionais que efetivamente exigem a atuação mecânica do sistema de rastreamento (*yaw*) e que possuem potencial para induzir estresse por estol dinâmico nas pás. A ocorrência dessas mudanças bruscas modeladas reflete diretamente a dinâmica atmosférica regional, atuando como uma ponte conceitual entre a meteorologia e a engenharia. Essas transições direcionais severas são a assinatura física da passagem de sistemas sinóticos transitórios abordados na literatura, como frentes frias e ciclones extratropicais. Ao quantificar o $\Delta\theta$, o algoritmo traduz o comportamento climático e a instabilidade natural da região oceânica gaúcha em demanda de esforço mecânico direto sobre o

sistema das turbinas.

3.4 Etapas da Investigação

O fluxo metodológico foi dividido em três fases distintas:

3.4.1 Etapa 1: Caracterização Regional e Seleção Espacial do Sítio

Nesta primeira fase, processa-se a série histórica completa (Conjunto A, 1995–2024). Este procedimento atua estritamente como um filtro temporal e espacial para definir a coordenada de contorno da simulação final. A seleção do local de estudo segue o seguinte algoritmo lógico:

1. **Cálculo de Médias Globais:** Aplicação da Equação 1 para toda a malha ao longo dos 30 anos.
2. **Integração Sazonal:** Cálculo das médias mensais agregadas espacialmente para identificar o trimestre de maior intensidade eólica histórica. Essa janela de pico é utilizada exclusivamente como parâmetro limitador para a etapa subsequente de localização geográfica.
3. **Identificação do "Hotspot":** Definida a janela do trimestre de maior energia, aplica-se o filtro na base de dados. O critério para a escolha do sítio de instalação do parque virtual é a identificação da coordenada geográfica (i, j) que apresentar o **máximo valor absoluto de velocidade média** dentro desse recorte temporal. Embora a densidade de potência eólica real seja proporcional ao cubo da velocidade (v^3), o uso da velocidade média simples foi adotado como filtro primário de varredura computacional em escala regional para otimização do processamento. Essa premissa metodológica foi resguardada por testes de validação complementares, os quais confirmaram que a coordenada de máxima velocidade média isolada pelo algoritmo coincidia exatamente com o ponto ótimo de maior densidade de potência bruta integrada no período.

Este critério de seleção é estritamente aerodinâmico, priorizando o recurso primário em detrimento de restrições logísticas ou batimétricas, adequando-se ao escopo de uma análise de potencial teórico.

3.4.2 Etapa 2: Refinamento em Alta Resolução Temporal

Nesta etapa, aplicam-se as equações 2 e 3 sobre o Conjunto B (dados horários completos de 2024), restrito espacialmente ao *hotspot* isolado na Etapa 1. O objetivo é descrever o perfil de velocidade e quantificar a frequência de mudanças bruscas de direção ao longo de todo o ano. Essa abordagem horária contínua permite verificar

se a volatilidade direcional é apenas um fenômeno sazonal isolado ou, de fato, uma característica estrutural permanente da região.

3.4.3 Etapa 3: Simulação Energética Comparativa

A fase conclusiva do método consiste na simulação computacional da produtividade energética (*Annual Energy Production* - AEP) e do respectivo desgaste mecânico. O objetivo central é quantificar o impacto da dinâmica direcional do vento (levantada na Etapa 2) sobre duas topologias distintas de conversão de energia: aerogeradores de eixo horizontal (HAWT) e vertical (VAWT).

Para operacionalizar esta comparação, define-se um "Parque Eólico Virtual" composto por 30 aerogeradores, totalizando 360 MW de capacidade instalada, o qual é submetido à série temporal de ventos horários de 2024 (8.784 horas) no sítio selecionado. O algoritmo computacional foi estruturado não apenas para calcular o acumulado anual, mas para fatiar e armazenar os resultados em quatro trimestres consecutivos (Q1 a Q4). Essa estratégia analítica permite avaliar a paridade da geração de energia bruta e, crucialmente, verificar se a penalidade operacional de manobras de alinhamento (*yawing*) exigida pelas HAWTs flutua conforme as estações do ano ou se mantém como um déficit estrutural constante. A seguir, detalham-se os parâmetros técnicos e a modelagem matemática das perdas aerodinâmicas adotados nesta simulação.

3.4.3.1 Curva de Potência e Geometria de Referência

Como referência para o estado da arte da tecnologia *offshore*, adotou-se os parâmetros dimensionais da turbina GE Haliade-X de 12 MW, cujas especificações técnicas são descritas pelo fabricante em (GE Renewable Energy, 2023). A potência instantânea gerada $P(v)$ por uma turbina individual, em função da velocidade do vento incidente v , é modelada pela curva de potência teórica ajustada, respeitando os limites operacionais de *cut-in*, *rated* e *cut-out* validados em relatórios de referência (Gaertner; Rinker; Sethuraman; Zahle; Anderson, 2020), conforme a Equação 4:

$$P(v) = \begin{cases} 0 & \text{se } v < v_{cut-in} \\ \frac{1}{2}\rho AC_p v^3 & \text{se } v_{cut-in} \leq v < v_{rated} \\ P_{nominal} & \text{se } v_{rated} \leq v < v_{cut-out} \\ 0 & \text{se } v \geq v_{cut-out} \end{cases} \quad (4)$$

Onde ρ é a densidade do ar (adotada como 1.225 kg/m³), A é a área de varredura do rotor e C_p é o coeficiente de potência, limitado teoricamente pelo Limite de Betz e ajustado para a eficiência de turbinas modernas (Burton; Jenkins; Sharpe; Bossanyi, 2011).

Para garantir a paridade comparativa entre as duas tecnologias, adotou-se o critério da **Área de Varredura Equivalente** (A_{eq}). No caso da turbina de referência (HAWT), com diâmetro de rotor $D = 220$ m (GE Renewable Energy, 2023), a área de varredura é definida pela geometria circular, resultando em aproximadamente 38.013 m^2 .

Para o cenário VAWT, a modelagem fixou a área de captura como idêntica à da HAWT ($A_{VAWT} = A_{HAWT}$). Essa premissa implica que a turbina vertical simulada possui dimensões efetivas capazes de interceptar a mesma massa de ar que a horizontal. Desta forma, isola-se a variável geométrica, permitindo avaliar exclusivamente as diferenças de desempenho decorrentes da resposta dinâmica ao vento e da interação de esteiras.

3.4.3.2 Modelagem de Perdas por Desalinhamento (Yaw Misalignment)

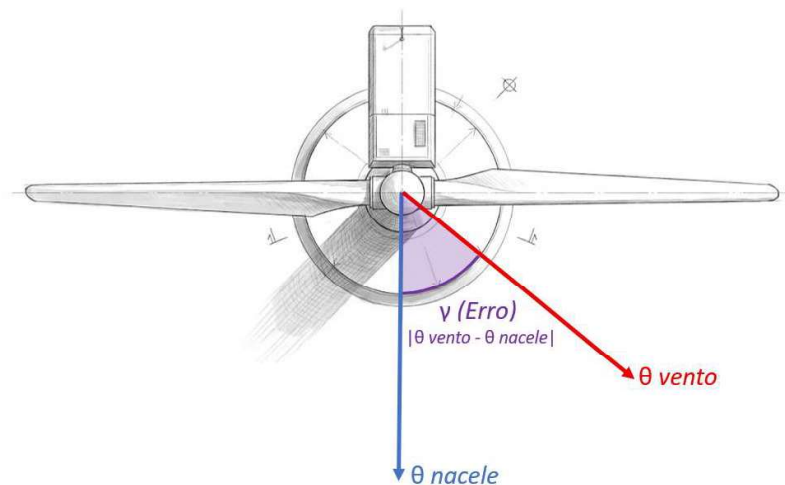
Um dos focos centrais deste trabalho é quantificar a perda de geração em turbinas HAWT devido ao tempo de resposta do sistema de guiada (*yaw*). Diferente das VAWTs, (que são omnidirecionais - $\gamma = 0$), as turbinas horizontais necessitam alinhar o rotor perpendicularmente ao fluxo.

O modelo considera que o mecanismo de *yaw* possui uma velocidade de rotação finita de $0.5^\circ/s$, valor adotado com base em recomendações de projeto para mitigação de cargas giroscópicas (Hansen, 2015). A cada passo de tempo t , calcula-se o erro de alinhamento γ (em graus) entre a direção do vento θ_{vento} e a orientação da nacele θ_{nacele} , conforme a representação vetorial da Figura 8:

$$\gamma_t = |\theta_{vento,t} - \theta_{nacele,t}| \quad (5)$$

Figura 8 – Definição vetorial do erro de alinhamento (Yaw Misalignment)

Representação esquemática do **Erro de Yaw (γ)**



Fonte: Elaborado pelo autor.

Quando γ_t excede uma zona morta (*deadband*) de 5° , inicia-se a correção. Durante o desalinhamento, a potência efetiva P_{eff} é penalizada segundo a lei do cosseno ao quadrado (Pedersen; Larsen, 2012; Gheisarnejad; Khooban, 2020):

$$P_{eff}(t) = P(v_t) \cdot \cos^2(\gamma_t) \quad (6)$$

3.4.3.3 Modelo de Esteira (Wake Effect)

Para simular a interferência aerodinâmica entre as turbinas (efeito sombra), utiliza-se o Modelo de Jensen, padrão da indústria para análises de layouts (Jensen, 1983). A velocidade do vento v_x a uma distância x a jusante da turbina geradora é dada por:

$$v_x = v_{livre} \left[1 - (1 - \sqrt{1 - C_t}) \left(\frac{D}{D + 2kx} \right)^2 \right] \quad (7)$$

Onde C_t é o coeficiente de empuxo e k é o coeficiente de decaimento da esteira (adotado como $k = 0.04$ para condições *offshore*). O layout do parque virtual segue uma matriz regular de 5×6 turbinas, com espaçamento de $7D$, orientado perpendicularmente à direção de vento predominante.

Vale ressaltar que, na modelagem do cenário VAWT, adotou-se um fator de sinergia unitário (*Synergy Factor* = 1.0) dentro da formulação do Modelo de Jensen. Esta adoção consistiu numa decisão metodológica deliberadamente conservadora. O objetivo foi suprimir matematicamente os ganhos de eficiência aerodinâmica construtiva típicos dessa tecnologia, já documentados na literatura em arranjos específicos (Dabiri, 2011). Dessa forma, assegura-se que qualquer superioridade de geração demonstrada nos resultados para as turbinas verticais derive exclusivamente da ausência de perdas operacionais e de tempo por rastreamento direcional (*yaw*), e não de premissas otimistas assumidas na modelagem de interação de esteiras.

3.5 Premissas e Limitações Metodológicas

A concepção de um modelo computacional exige a adoção de simplificações que, embora necessárias para a viabilidade analítica, introduzem limitações que devem ser explicitamente reconhecidas para a correta interpretação dos resultados.

Primeiramente, no que tange à fonte de dados, o estudo baseia-se exclusivamente nas reanálises do ERA5. Embora seja o estado da arte em climatologia global, reconhece-se a ausência de validação *in situ* com boias meteoceanográficas instrumentadas na costa gaúcha, o que impede a correção de eventuais vieses locais do modelo do ECMWF. Adicionalmente, o refinamento em alta resolução temporal (Conjunto B) limitou-se ao ano civil de 2024. Embora a Etapa 1 garanta que o *hotspot* reflete a climatologia de 30 anos, a quantificação exata de eventos de manobra está restrita à

variabilidade interanual desse ano específico.

Do ponto de vista físico, a modelagem foi estruturada sob uma abordagem estritamente aerodinâmica e determinística. Sabe-se que a natureza do vento é inerentemente estocástica e dominada por turbulência de alta frequência. Contudo, defende-se o uso do modelo determinístico hora a hora sob a justificativa de que a série de dados de reanálise já embute a variabilidade física real (resolvida pelas equações primitivas do ERA5). Assim, a integração sobre a curva de potência fornece um comparativo de base (*baseline*) sólido. Destaca-se também que o modelo assume o rotor estático em relação ao nível do mar, não computando os seis graus de liberdade de interação aero-hidrodinâmica (arfar, caturrar, rolar) que plataformas *offshore* flutuantes imporiam ao fluxo.

Por fim, as maiores simplificações residem nas parametrizações aerodinâmicas. O modelo analítico de esteira de Jensen, aplicado estaticamente de forma ortogonal à malha, não captura transientes de recuperação de esteira em escala sub-horária. Paralelamente, a penalização de potência fundamentada em $\cos^2(\gamma)$ representa uma simplificação do declínio aerodinâmico, sendo sabido que para ângulos de guinada muito severos (tipicamente superiores a 30°), fenômenos de estol dinâmico (*dynamic stall*) introduzem perdas não lineares não capturadas por essa trigonometria pura.

Apesar dessas simplificações, a robustez da metodologia sustenta-se em sua natureza **comparativa**. As limitações de resolução da esteira e a subestimação de perdas não lineares em ângulos extremos incidem, no algoritmo, simultaneamente sobre a geometria da HAWT simulada. Como o foco do estudo é o ganho relativo da eliminação da dependência direcional proporcionada pelas VAWTs, eventuais erros de subestimação afetam a magnitude absoluta da energia, mas não invalidam a vantagem operacional relativa evidenciada pela comparação tecnológica direta.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

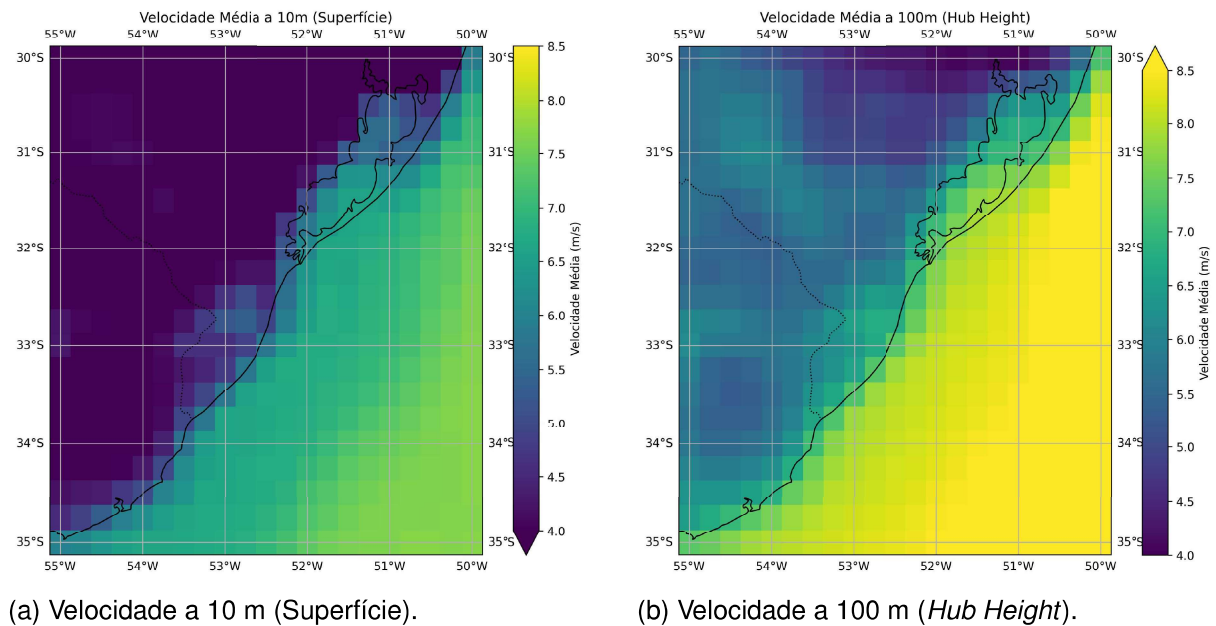
Este capítulo apresenta os resultados obtidos através da aplicação da metodologia descrita, progredindo da caracterização regional de 30 anos para a dinâmica em alta resolução e simulação operacional de ciclo anual completo (2024) no sítio selecionado.

4.1 Análise da Magnitude e Distribuição Espacial

O processamento inicial dos dados históricos (Conjunto A) permitiu quantificar o perfil vertical e a distribuição espacial do recurso eólico na região. A média global da velocidade do vento em todo o domínio espacial analisado, ao longo da série histórica de 30 anos (1995–2024), a 10 metros de altura, resultou em **5,34 m/s**.

Ao elevar a cota de análise para 100 metros, a média global subiu para **6,86 m/s**. Essa diferença de aproximadamente 28% evidencia o ganho energético proporcionado pelo cisalhamento vertical do vento (*wind shear*). A Figura 9 apresenta a distribuição espacial dessas médias, confirmando o gradiente horizontal esperado: sobre o oceano, as velocidades são significativamente maiores, sustentando médias superiores a 8,5 m/s na porção sudeste do domínio.

Figura 9 – Comparativo da velocidade média do vento (Período 1995–2024)

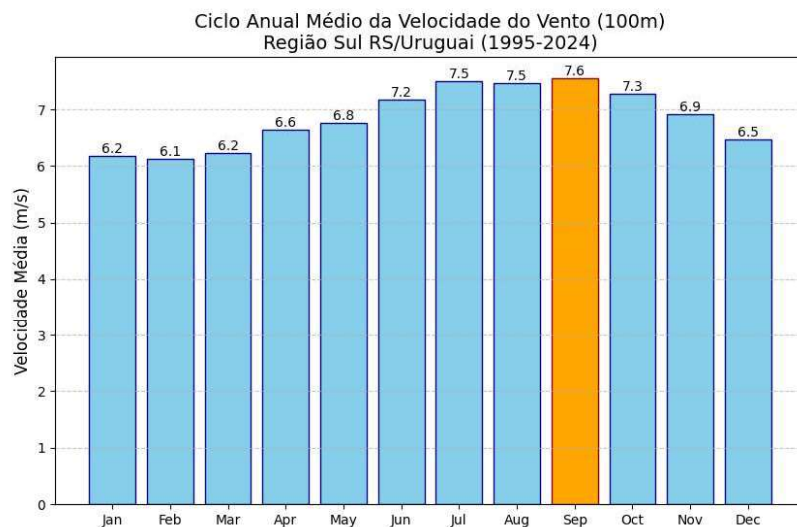


Fonte: Elaborado pelo autor com base nos dados do ERA5.

4.2 Sazonalidade e Definição do *Hotspot*

A decomposição mensal da série histórica revela que a velocidade média na região oscila entre 6 m/s e 8 m/s. Nota-se um aumento gradativo a partir de março, atingindo o pico climatológico em setembro (7,55 m/s), o que estabelece o trimestre de julho, agosto e setembro (JAS) como a janela de maior intensidade energética histórica. Esse comportamento sazonal é quantificado na Figura 10, que ilustra a evolução das médias climatológicas ao longo do ano.

Figura 10 – Distribuição da velocidade média mensal climatológica a 100 m (Série de 30 anos)

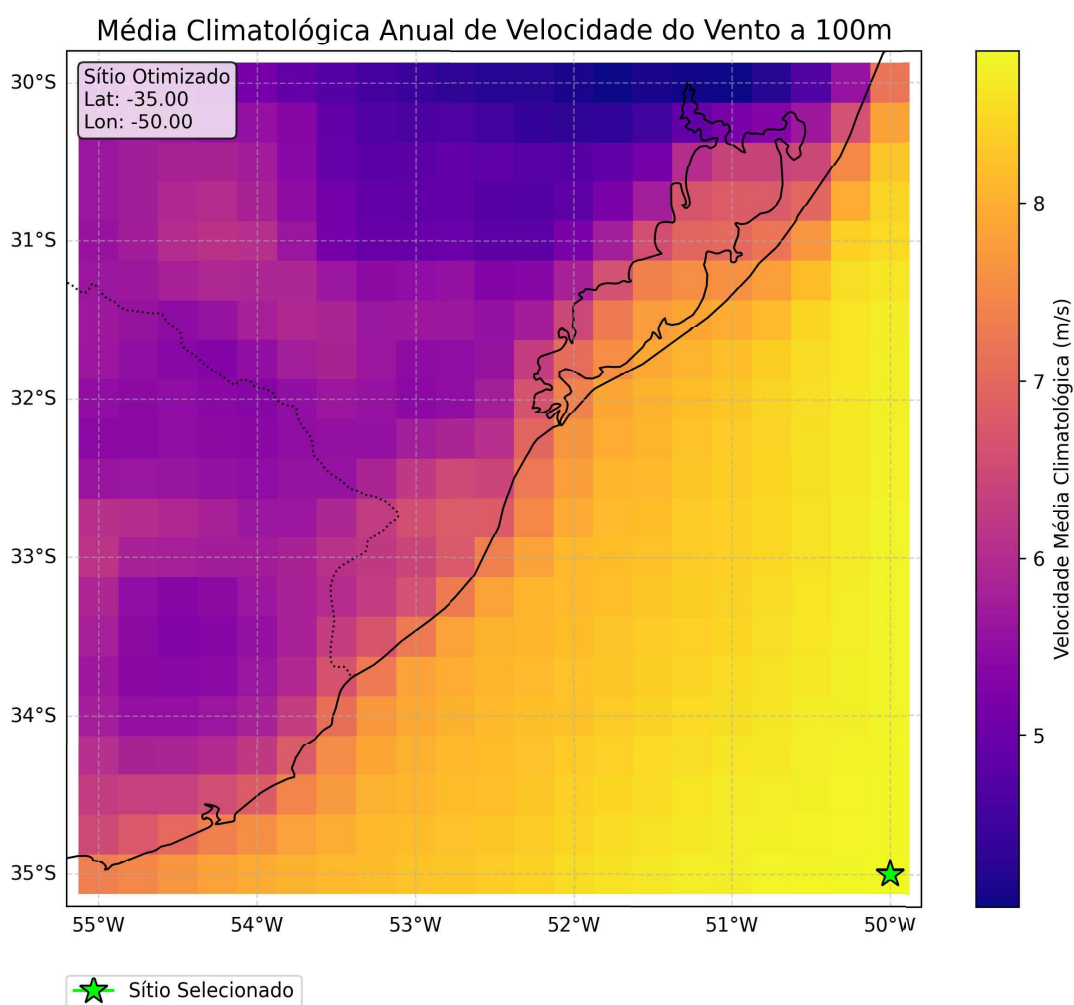


Fonte: Elaborado pelo autor.

Para a representação espacial desse recurso e a exata localização do *hotspot*, utilizou-se o Conjunto A de dados. Conforme detalhado na metodologia, este conjunto é composto por amostras instantâneas extraídas diariamente às 12:00 UTC ao longo de 30 anos (1995–2024). A adoção dessa amostragem específica atuou como um filtro para capturar a assinatura climatológica e o gradiente espacial da região sem incorrer no processamento ocioso da totalidade das horas do período.

A Figura 11 ilustra a média climatológica anual do campo de vento resultante deste processamento, evidenciando o ponto de máxima intensidade energética isolado pelo algoritmo nas coordenadas **Lat -35,00° / Lon -50,00°**, com média trimestral no período de pico (JAS) de **9,83 m/s**.

Figura 11 – Distribuição espacial da velocidade média climatológica anual a 100 m e localização do *hotspot* (Série de 30 anos, registros diários às 12:00 UTC)



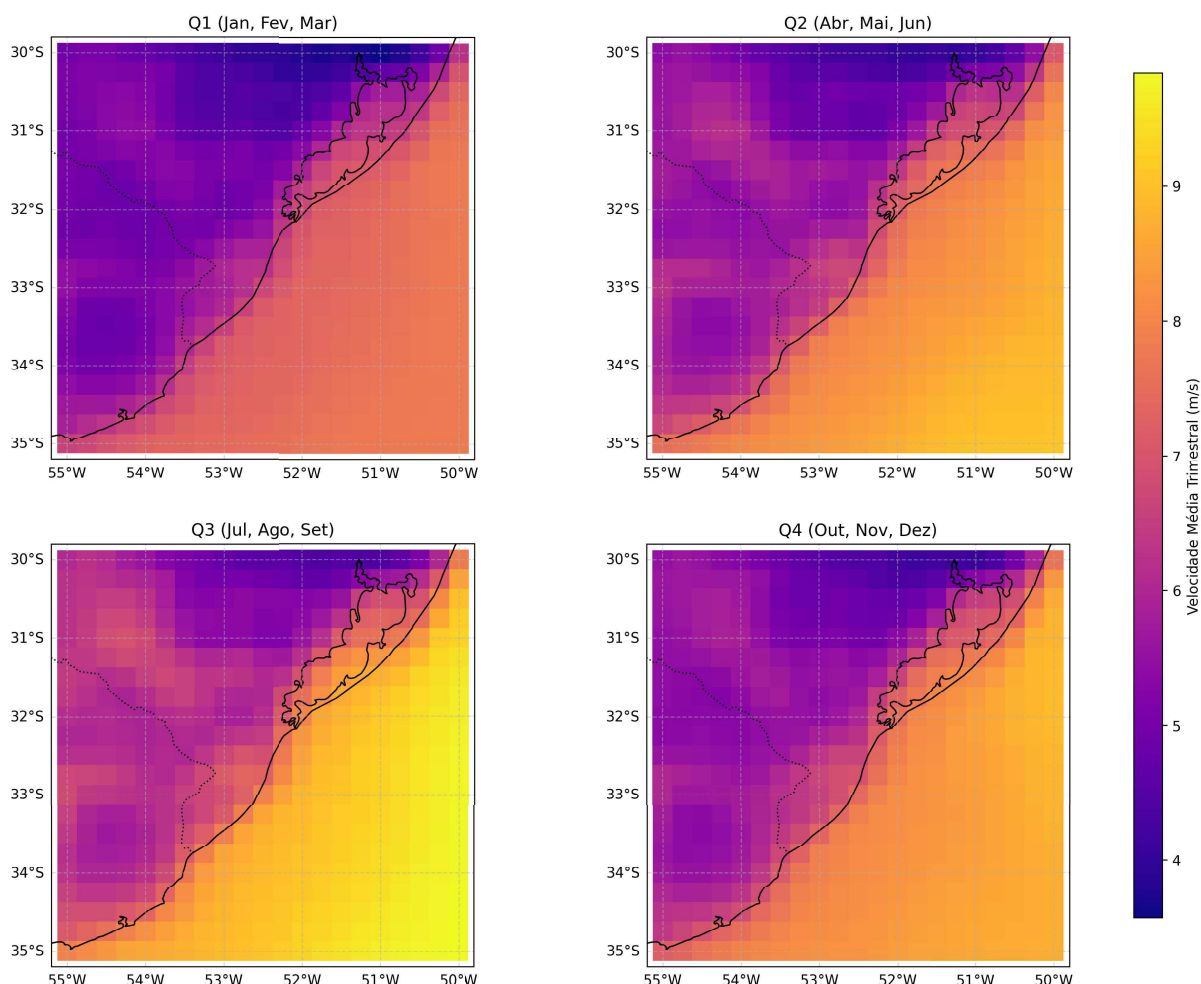
Fonte: Elaborado pelo autor.

Para corroborar que a superioridade energética dessa coordenada não é uma anomalia restrita ao trimestre JAS, a Figura 12 apresenta a evolução climatológica espacial segregada pelos quatro trimestres do ano. O painel comprova visualmente que

o *hotspot* de maior intensidade eólica gravita consistentemente em torno da coordenada selecionada em todas as estações do ano.

Figura 12 – Evolução trimestral do campo de vento climatológico a 100 m (Série de 30 anos, registros diários às 12:00 UTC)

Evolução Trimestral do Campo de Vento a 100m (Climatologia)



Fonte: Elaborado pelo autor.

Uma vez validada a robustez do *hotspot* tanto no acumulado anual quanto na decomposição sazonal, esta exata localização foi adotada como o sítio definitivo para o refinamento em alta resolução temporal e para a simulação da operação mecânica e energética do parque virtual ao longo do ano civil completo de 2024.

4.3 Resultados do Refinamento em Alta Resolução Temporal (Ano 2024)

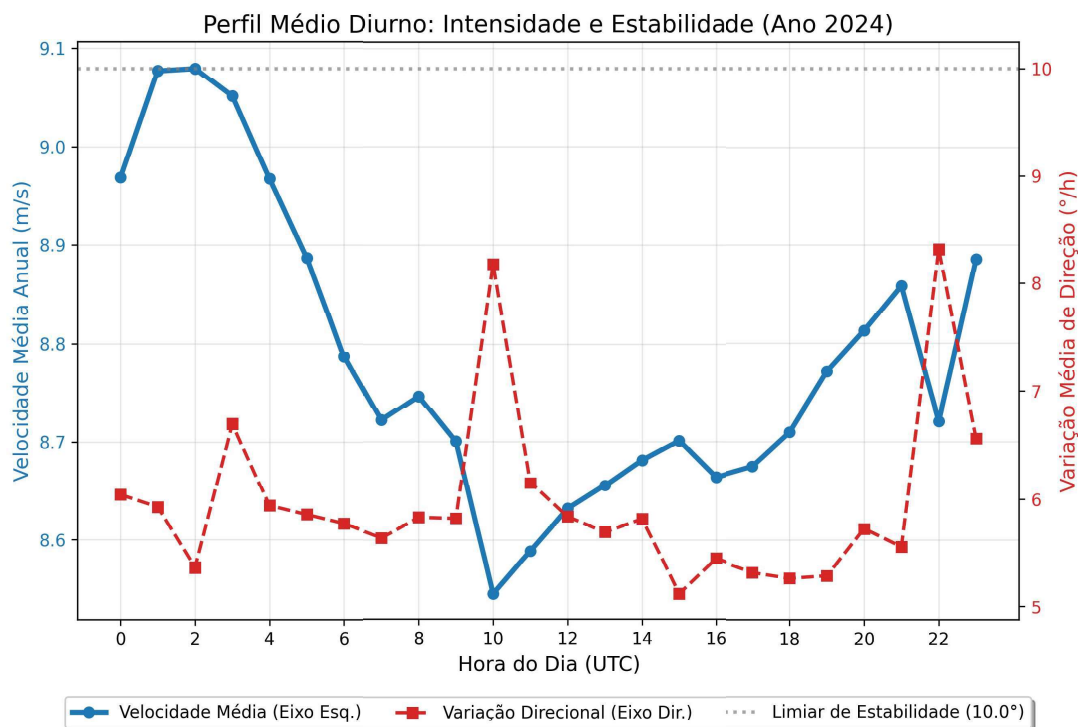
Para garantir a robustez estatística frente às exigências de variabilidade interanual, a análise foi estendida para o ano civil completo de 2024 (8.784 horas). A velocidade

média anual a 100 metros no sítio foi de **8,79 m/s**.

4.3.1 Perfil Diurno e Estabilidade Direcional

A Figura 13 apresenta o perfil de velocidade e volatilidade direcional média. Observa-se que a instabilidade direcional não é sazonal, mas persistente, com variações horárias médias em torno de $5,96^\circ$.

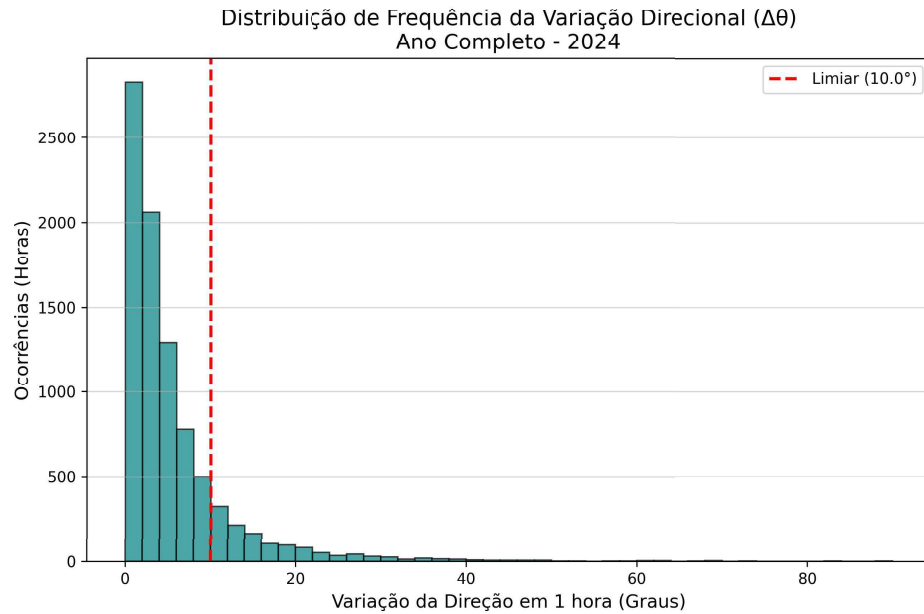
Figura 13 – Perfil médio diurno: intensidade e variação direcional (Ano 2024)



Fonte: Elaborado pelo autor.

A quantificação estatística dessas variações, detalhada no histograma da Figura 14, revela que em **15,11%** do tempo operacional (1.327 horas) o vento sofre mudanças bruscas superiores a 10° em apenas uma hora.

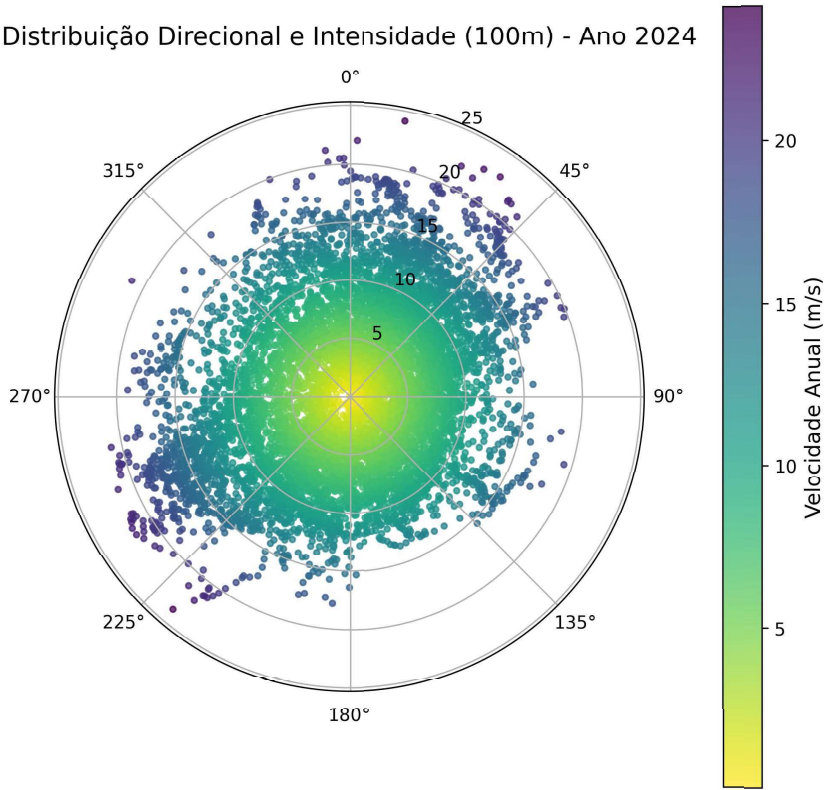
Figura 14 – Histograma de variação horária da direção do vento (Ano 2024)



Fonte: Elaborado pelo autor.

O diagrama polar da Figura 15 confirma um regime marcadamente bimodal, com fluxos energéticos consistentes nos eixos Nordeste (NE) e Sudoeste (SW). Essa característica impõe às turbinas de eixo horizontal a necessidade de constantes reorientações de 180° para rastreamento do vento.

Figura 15 – Distribuição direcional e intensidade do vento (Ano 2024)



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.4 Desempenho Energético e Operacional do Parque Virtual

A simulação computacional converteu a dinâmica horária de 2024 em métricas de produtividade para um parque de 360 MW.

4.4.1 Balanço Energético Anual e Trimestral

A Tabela 1 sumariza a produção acumulada. Observou-se uma paridade técnica, com vantagem marginal de **0,15%** para a tecnologia VAWT, equivalente a um excedente líquido de aproximadamente **2,48 GWh** no ano.

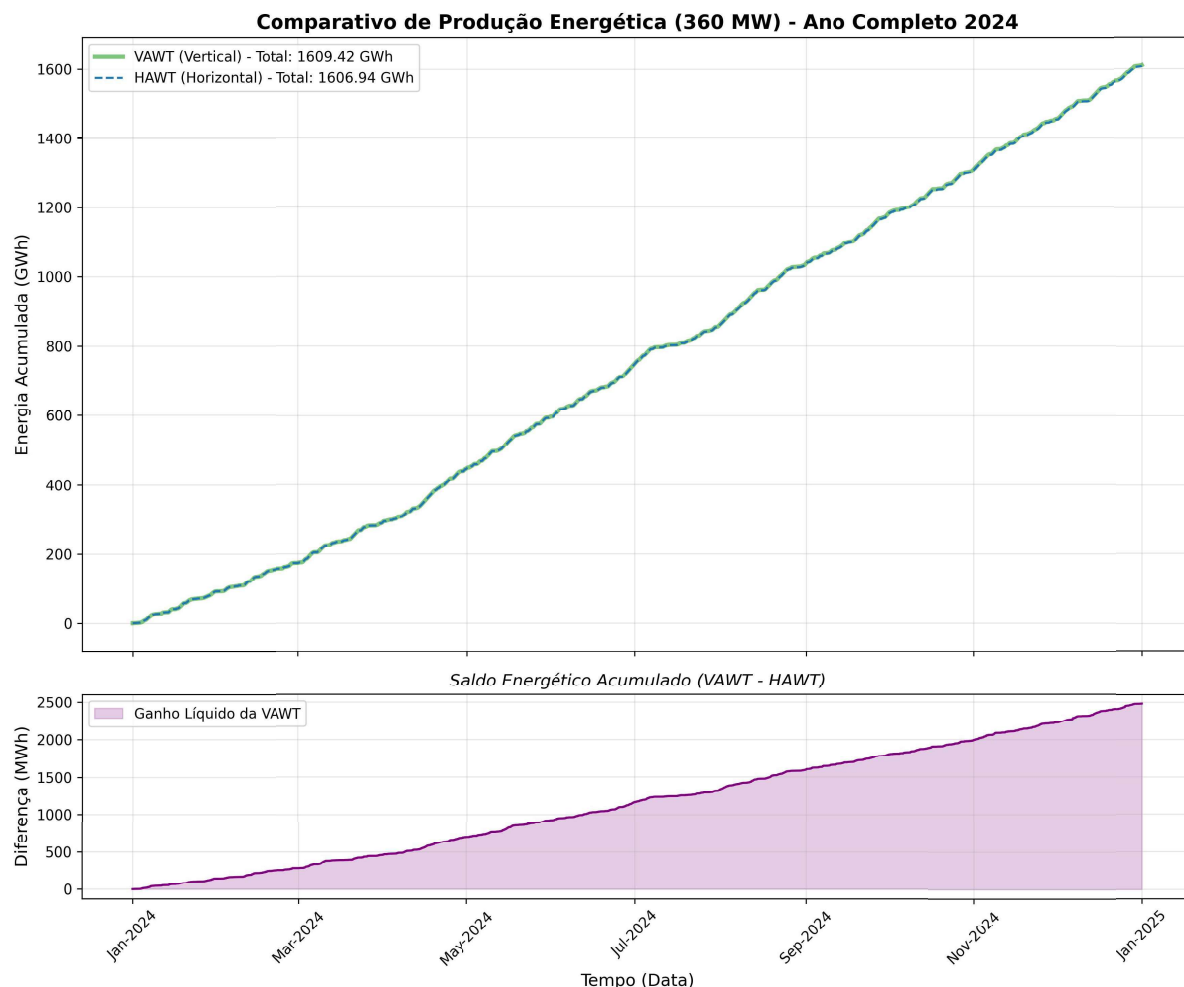
Tabela 1 – Balanço energético anual acumulado (Parque 360 MW - 2024)

Indicador	HAWT	VAWT	Diferença
Energia Total (GWh)	1.606,94	1.609,42	+2,48 GWh
Fator de Capacidade	50,96%	51,04%	+0,15%

Fonte: Elaborado pelo autor.

A evolução temporal dessa produtividade pode ser observada na Figura 16, que ilustra a paridade de geração entre as topologias ao longo dos meses, destacando o acúmulo contínuo e linear do saldo energético a favor da tecnologia vertical.

Figura 16 – Comparativo de produção energética e saldo acumulado da VAWT (2024)



Fonte: Elaborado pelo autor.

Para aprofundar a análise, o ano foi seccionado em trimestres, conforme apresentado na Tabela 2. Os resultados demonstram que, embora a produção varie sazonalmente (com pico no outono/inverno), a vantagem percentual da VAWT permanece constante, evidenciando que a ineficiência de rastreamento da HAWT é um déficit estrutural.

Tabela 2 – Desempenho comparativo e esforço mecânico por trimestre (2024)

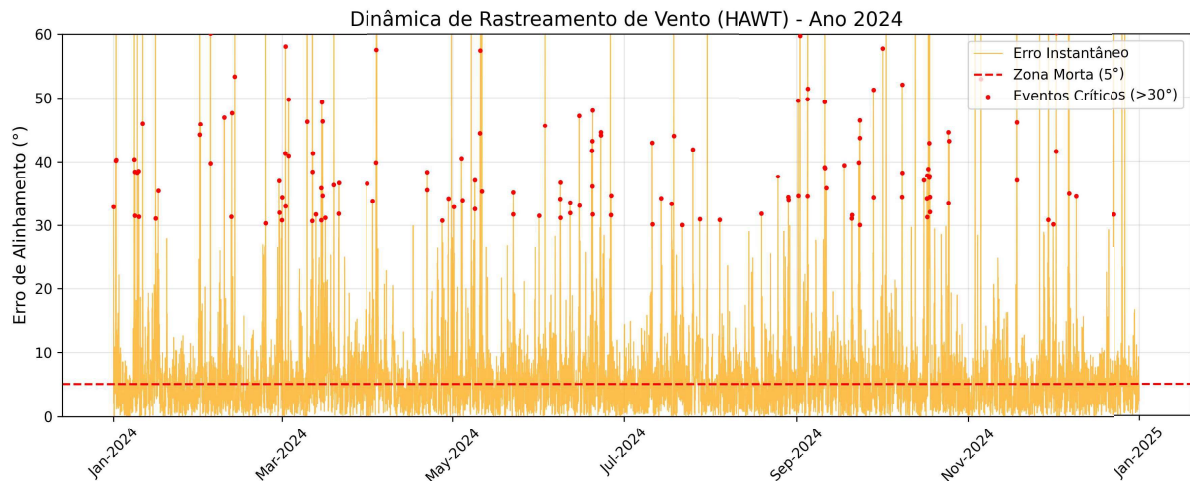
Período	Energia HAWT	Energia VAWT	Ganho VAWT	Eventos Yaw
Q1 (JFM)	294,29 GWh	294,76 GWh	0,16%	1.037
Q2 (AMJ)	452,58 GWh	453,27 GWh	0,15%	1.027
Q3 (JAS)	431,22 GWh	431,86 GWh	0,15%	1.030
Q4 (OND)	428,84 GWh	429,52 GWh	0,16%	993
Total Anual	1.606,94 GWh	1.609,42 GWh	0,15%	4.087

Fonte: Elaborado pelo autor.

A gravidade desse esforço mecânico contínuo exigido pela HAWT é evidenciada na

Figura 17. O gráfico de dispersão horária demonstra a constância com que a turbina horizontal excede a zona morta do sistema de controle (5°), sendo forçada a realizar intervenções contínuas ao longo de todos os meses, incluindo frequentes eventos críticos de desalinhamento severo.

Figura 17 – Dinâmica de erro de alinhamento e atuação do sistema de *yaw* da HAWT (2024)



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.4.2 Análise de Desgaste Mecânico (OPEX)

Se a diferença energética parece marginal, a discrepância operacional é decisiva. A tecnologia HAWT exigiu **4.087 eventos de atuação do sistema de *yaw*** ao longo do ano para acompanhar o vento. Isso representa uma média aproximada de 11 manobras diárias por turbina. Como demonstrado na Tabela 2, o esforço mecânico é extremamente regular, mantendo-se na faixa de 1.000 acionamentos por trimestre independentemente da estação.

Sob a ótica da Engenharia de Manutenção, esse regime de trabalho contínuo sugere um desgaste acelerado de componentes críticos (motores, rolamentos e freios), elevando substancialmente o OPEX (*Operational Expenditure*). Em contraste, a tecnologia VAWT absorveu todas as variações de direção de forma passiva, eliminando completamente a necessidade dessas 4.087 intervenções mecânicas anuais.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A presente dissertação investigou o potencial da tecnologia de eixo vertical (VAWT) frente à volatilidade direcional do vento na costa do Rio Grande do Sul. Ao expandir a análise para um ciclo operativo anual completo (2024), o estudo confirmou que a instabilidade direcional não é um fenômeno sazonal de inverno, mas uma característica estrutural da região.

Os resultados quantitativos permitiram concluir que:

1. **Robustez da Paridade Energética:** A tecnologia VAWT manteve uma superioridade marginal constante de 0,15% em todos os trimestres do ano. Isso prova que a eliminação das perdas por rastreamento compensa as ineficiências aerodinâmicas em regimes de alta variabilidade, resultando em um excedente anual de 2,48 GWh para o parque simulado.
2. **Vantagem Operacional Estrutural:** O dado mais crítico revelado pela simulação foi a necessidade de mais de **4.000 manobras de yaw** por ano para a tecnologia horizontal. A constância de aproximadamente 1.000 manobras por trimestre evidencia que o sistema de rastreamento das HAWTs seria submetido a um estresse mecânico severo e ininterrupto no Atlântico Sul.

Conclui-se que a adoção de VAWTs no litoral gaúcho apresenta-se como uma solução estratégica para a mitigação de OPEX. A omnidirecionalidade dessas turbinas não apenas simplifica a mecânica do ativo, mas blinda a produção de energia contra a "baixa qualidade" direcional do vento na região, transformando um regime turbulento em uma fonte de geração resiliente e de baixa manutenção.

5.1 Contribuição Científica

A principal contribuição deste trabalho reside na quantificação do desgaste mecânico imposto pela dinâmica atmosférica regional. Ao fatiar a operação em trimestres e demonstrar a regularidade das 4.000 manobras anuais, esta pesquisa oferece uma

base de dados inédita para a discussão de viabilidade econômica *offshore* no RS, movendo o foco do potencial bruto para a eficiência operacional logística.

5.2 Trabalhos Futuros

Como desdobramento desta pesquisa, sugere-se:

- **Validação em 2025:** Repetir a simulação horária para o ano de 2025 para consolidar a tendência interanual observada.
- **Modelagem de Fadiga:** Utilizar os 4.087 eventos de *yaw* identificados como *input* para modelos de análise de falhas mecânicas e estimativa de vida útil de componentes.
- **Análise de LCOE:** Integrar os ganhos de manutenção evitada em um modelo financeiro para verificar em que ponto a redução de OPEX das VAWTs supera seu maior CAPEX inicial.

REFERÊNCIAS

ABEEólica. **Energia Eólica no Brasil e Mundo - Boletim Anual**. São Paulo, Brasil: Associação Brasileira de Energia Eólica, 2021.

ABOBAKER, M. et al. Recent Progress in Design and Performance Analysis of Vertical-Axis Wind Turbines—A Comprehensive Review. **Processes**, Basel, v.12, n.6, p.1094, 2024.

BALDONI, T. C.; REBOITA, M. S.; CRESPO, N. M.; RIBEIRO, J. G. M.; ROCHA, R. P. d. South Atlantic subtropical anticyclone responses to stratospheric aerosol injection. **Environmental Research: Climate**, Bristol, v.4, n.1, p.015003, 2025.

Banco Mundial. **Cenários para o desenvolvimento de eólica offshore no Brasil**. Washington, DC: Banco Mundial, 2024. Disponível em: <<https://documents.worldbank.org/curated/en/099204203222446682/pdf/P1789250a07f9f0c608700>>

BEZERRA, F. D. Energia eólica no Nordeste. In: **Caderno Setorial ETENE**. Fortaleza: Banco do Nordeste, 2021. v.ano 6, n.200, p.41–76.

Brasil Energia. **Neoenergia tem dois projetos eólicos offshore em análise no Ibama**. Rio de Janeiro: Brasil Energia, 2019. Disponível em: <<https://brasilenergia.com.br/energia/neoenergia-tem-dois-projetos-eolicos-offshore-em-analise-no-ibama/>>.

BURTON, T.; JENKINS, N.; SHARPE, D.; BOSSANYI, E. **Wind Energy Handbook**. 2nd.ed. Chichester: John Wiley & Sons, 2011.

DABIRI, J. O. Potential order-of-magnitude enhancement of wind farm power density via counter-rotating vertical-axis wind turbine arrays. **Journal of Renewable and Sustainable Energy**, Melville, v.3, n.4, p.043104, 2011.

EPE. **Roadmap Eólica Offshore Brasil**. Rio de Janeiro, Brasil: Empresa de Pesquisa Energética, 2020.

FREITAS, M. de; VASCONCELOS JUNIOR, F.; MARTINS, F. Offshore wind power potential in the Brazilian coast: A multidecadal assessment. **Energy Conversion and Management**, Oxford, v.184, p.1–13, 2019.

GAERTNER, E.; RINKER, J.; SETHURAMAN, L.; ZAHLE, F.; ANDERSON, B. **Definition of the IEA 15-Megawatt Offshore Reference Wind Turbine**. Golden, CO, USA: National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2020. (NREL/TP-5000-75698).

GE Renewable Energy. **Haliade-X 12 MW Offshore Wind Turbine Specification Datasheet**. Boston: GE Renewable Energy, 2023. Disponível em: <<https://www.governova.com/wind-power/offshore-wind/haliade-x>>.

GHEISARNEJAD, M.; KHOOBAN, M. H. Yaw control of wind turbines: A review. **International Journal of Circuit Theory and Applications**, Hoboken, v.48, n.8, p.1266–1288, 2020.

Global Energy Monitor. **Brazil Atlantic Coast Offshore Wind Development**. San Francisco: Global Energy Monitor, 2023. Disponível em: <<https://globalenergymonitor.org/projects/global-wind-power-tracker/brazil-atlantic-coast-offshore-wind-development/>>.

GONÇALVES, P. S. **Parques Eólicos Offshore no Litoral do Rio Grande do Sul**. 2021. Dissertação de Mestrado — Programa de Pós-Graduação em Modelagem Computacional da Universidade Federal do Rio Grande (FURG), Rio Grande, RS, Brasil.

GORAYEB, A.; BRANNSTROM, C.; LUCENA, A. J. de; MENDES, J. S. Offshore Wind Energy in Brazil: Environmental Challenges and Opportunities. **Sustainability**, Basel, v.14, n.16, p.10279, 2022.

Governo do Estado do Rio Grande do Sul. **Atlas Socioeconômico do Rio Grande do Sul: Geração e transmissão de energia elétrica**. Porto Alegre: [s.n.], 2023. Dados baseados no Balanço Energético Nacional (BEN) da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Disponível em: <<https://atlassocioeconomico.rs.gov.br/geracao-e-transmisao-de-energia>>.

GWEC. **Global Wind Report 2025**. Brussels, Belgium: Global Wind Energy Council, 2025.

HANSEN, M. O. L. **Aerodynamics of Wind Turbines**. 3.ed. London: Routledge, 2015.

HERSBACH, H.; BELL, B.; BERRISFORD, P.; HIRAHARA, S.; HORÁNYI, A. et al. The ERA5 global reanalysis. **Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society**, London, v.146, n.730, p.1999–2049, 2020.

IBAMA. **Projetos com Processos de Licenciamento Ambiental Abertos no IBAMA: Complexos Eólicos Offshore**. Brasília, Brasil: Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis, 2024.

IBAMA. **Projetos com Processos de Licenciamento Ambiental Abertos no IBAMA: Complexos Eólicos Offshore**. Brasília, Brasil: Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis, 2025.

JENSEN, N. O. A note on wind generator interaction. **Risø-M**, Roskilde, Denmark, v.2411, 1983.

LEITE, M. R. S. G. **Circulações locais no Rio Grande do Sul: Brisas marítima/terrestre e sua interação com as Brisas lacustres/terrestres**. 2013. Dissertação de Mestrado — Programa de Pós-Graduação em Modelagem Computacional da Universidade Federal do Rio Grande (FURG), Rio Grande, Brasil.

MATTOS, B.; BORBA, B. Economic feasibility of offshore wind farms in the south coast of Brazil. **Renewable Energy**, Oxford, v.121, p.25–38, 2018.

Ocean Winds. **Ocean Winds e Eletrobras unem forças para estudar o desenvolvimento de projetos em energia eólica offshore no Brasil**. Madrid: [s.n.], 2024. Disponível em: <<https://www.oceanwinds.com/>>.

ORTIZ, G. A.; KAMPEL, M. Potencial eólico offshore na região sudeste-sul do Brasil. **Revista Brasileira de Meteorologia**, São José dos Campos, v.26, p.613–624, 2011.

PEDERSEN, M. M.; LARSEN, T. J. On the definition of the yaw misalignment for wind turbine controller performance evaluation. **Wind Energy**, Hoboken, 2012.

Petrobras. **Petrobras apresenta projetos para se tornar maior desenvolvedora de eólica offshore do Brasil**. Rio de Janeiro: Petrobras, 2023. Disponível em: <<https://agencia.petrobras.com.br/w/negocio/petrobras-apresenta-projetos-para-se-tornar-maior-desenvolvedora-de-eolica-offshore-do-brasil>>.

PIMENTA, F. M.; SILVA, A.; ASSIREU, A. T.; ALMEIDA, V. Offshore wind energy resource assessment for the Brazilian coast. **Renewable Energy**, Oxford, v.134, p.1260–1271, 2019.

REBOITA, M. S.; AMARO, T. R.; SOUZA, M. R. de. Winds: intensity and power density simulated by RegCM4 over South America in present and future climate. **Climate Dynamics**, Itajubá, MG, Brasil, 2018.

REIF, K. **RS tem maior número de projetos de parques eólicos offshore**. Porto Alegre: Correio do Povo, 2025. Disponível em:

<<https://www.correiodopovo.com.br/noticias/economia/rs-tem-maior-numero-de-projetos-de-parques-eolicos-offshore-1.1571516>>.

REZAEIHA, A.; KALKMAN, I.; BLOCKEN, B. Effect of pitch angle on power performance and aerodynamics of a vertical axis wind turbine. **Applied Energy**, Oxford, v.219, p.452–474, 2018.

SAMPAIO, K. R. A.; BATISTA, V. O atual cenário da produção de energia eólica no Brasil: uma revisão de literatura. **Research, Society and Development**, Vargem Grande Paulista, v.10, n.1, p.e57710112107, Jan. 2021.

SANTOS, T. M. d. **Análise sobre a matriz energética brasileira**: potencial de geração eólico offshore. Natal: Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2023. Disponível em: <<https://repositorio.ufrn.br/handle/123456789/53253>>.

SCHMIDT, J.; CANCELLA, R.; PEREIRA, A. O. Optimal mix of solar and wind energy in Brazil: Effects of complementarity and climate change. **Applied Energy**, Oxford, v.169, p.380–394, 2016.

SILVA, A.; PIMENTA, F. M.; ASSIREU, A. T.; SPYRIDES, M. H. C. Spatiotemporal wind energy resource assessment and technoeconomic analysis in the Brazilian offshore region. **Renewable Energy**, Oxford, v.95, p.112–128, 2016.

TOMAZELLI, L. J. O Regime dos Ventos e a Taxa de Migração das Dunas Eólicas Costeiras do Rio Grande do Sul, Brasil. **Pesquisas em Geociências**, Porto Alegre, RS, Brasil, 1993.

Apêndices

APÊNDICE A – Algoritmo de Simulação do Sistema de Yaw

Para garantir a transparência e a reprodutibilidade dos resultados apresentados na Seção 4.4.2, apresenta-se abaixo o trecho central do código desenvolvido em linguagem Python. Este algoritmo é responsável por iterar sobre a série temporal horária, calcular o erro de alinhamento instantâneo e contabilizar os eventos de atuação mecânica do sistema de guinada (*yaw*), considerando a zona morta (*deadband*) e a taxa de giro da turbina ao longo do ano simulado.

```

1 # Parâmetros de Entrada
2 DEADBAND = 5.0          # Graus (Zona Morta)
3 YAW_RATE = 0.5          # Graus por segundo (Velocidade de giro)
4 curr_yaw = 0.0          # Posição inicial da nacele
5 stats_yaw = {'events': 0, 'degrees': 0} # Contadores globais
6
7 # Loop sobre a série temporal anual (Dataframe 'df' - 8.784 horas)
8 for i, row in df.iterrows():
9     wd = row['wd'] # Direção do vento no instante t
10
11     # 1. Calcular o erro de alinhamento (menor ângulo)
12     yaw_err = wd - curr_yaw
13     # Ajuste para cruzar o Norte (360 -> 0)
14     if yaw_err > 180:
15         yaw_err -= 360
16     elif yaw_err < -180:
17         yaw_err += 360
18
19     abs_err = abs(yaw_err)
20
21     # 2. Lógica de Controle
22     if abs_err > DEADBAND:
23         # Se o erro supera 5 graus, o sistema ATUA
24         stats_yaw['events'] += 1          # Conta +1 evento
25         stats_yaw['degrees'] += abs_err  # Soma a rotação total
26
27         # Simula o tempo de movimento
28         time_align = abs_err / YAW_RATE
29
30         # Atualiza a posição da nacele para a nova direção do vento
31         curr_yaw = wd

```

```
32
33     else:
34         # Se o erro é menor que 5 graus, o sistema NÃO atua
35         # A nacele permanece na posição anterior (curr_yaw não muda)
36         pass
37
38 # Ao final do loop anual, stats_yaw['events'] contabiliza as 4.087 atuaç
    ões relatadas.
```

Listing A.1 – Lógica de controle de Yaw implementada (Python)