



Universidade Federal do Rio de Janeiro
Centro de Ciências Matemáticas e da Natureza
Instituto de Geociências
Departamento de Meteorologia
Programa de Pós-Graduação em Meteorologia

**AVALIAÇÃO DA PARAMETRIZAÇÃO FITCH NO MODELO WRF EM PREVISÕES
PARA UM PARQUE EÓLICO NO NORDESTE BRASILEIRO**

Victor Veiga Souza Leão

Rio de Janeiro

2024

Victor Veiga Souza Leão

**AVALIAÇÃO DA PARAMETRIZAÇÃO FITCH NO MODELO WRF EM PREVISÕES
PARA UM PARQUE EÓLICO NO NORDESTE BRASILEIRO**

Dissertação submetida ao corpo docente do Programa de Pós-Graduação em Meteorologia do Instituto de Geociências do Centro de Ciências Matemáticas e da Natureza da Universidade Federal do Rio de Janeiro (PPGM-IGEO-CCMN-UFRJ) como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de mestre em ciências da área de Meteorologia.

Área de concentração: Meteorologia, Energia Eólica, Modelagem numérica

Orientadora: Prof.^a D. Sc. Ana Cristina Pinto de Almeida Palmeira

Coorientador: D. Sc. Vinícius Albuquerque de Almeida

Rio de Janeiro

2024

AVALIAÇÃO DA PARAMETRIZAÇÃO FITCH NO MODELO WRF EM PREVISÕES PARA UM PARQUE EÓLICO NO NORDESTE BRASILEIRO

VICTOR VEIGA SOUZA LEÃO

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM METEOROLOGIA DO INSTITUTO DE GEOCIÊNCIAS DO CENTRO DE CIÊNCIAS MATEMÁTICAS E DA NATUREZA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO (PPGM-IGEO-CCMN-UFRJ) COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA À OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS (ÁREA: METEOROLOGIA).

Documento assinado digitalmente

 ANA CRISTINA PINTO DE ALMEIDA PALMEIRA
Data: 18/12/2024 18:48:00-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Profa. Dra. Ana Cristina Pinto de Almeida Palmeira - PPGM/UFRJ - Orientadora

Documento assinado digitalmente

 VINICIUS ALBUQUERQUE DE ALMEIDA
Data: 19/11/2024 22:58:55-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Dr. Vinícius Albuquerque de Almeida – UFRJ/LMA – Coorientador

Prof. Dr. Luiz Paulo de Freitas Assad - PPGM/UFRJ

Dr. Rodrigo Santos Costa - INPE

Dr. Luiz Felipe Rodrigues do Carmo – EMPRESA ATMOSMARINE

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

NOVEMBRO, 2024

Agradecimentos

Agradeço à minha família por todo o apoio em minha jornada, à minha mãe Renata e ao meu padrasto Leonardo por sempre buscarem me proporcionar o melhor possível durante os longos anos de estudo, e à minha companheira e melhor amiga Joyce por sempre ter estado ao meu lado e me apoiado.

Agradeço aos amigos que fiz em minha vida durante os anos de graduação e mestrado na Meteorologia, como Marcolino, Jamyle e Beatriz, pelos ótimos momentos que vivemos, pelas risadas, pelos desesperos, pelas ajudas nas disciplinas e em diversas situações.

Agradeço à Rio Energy por me proporcionar a realização desse estudo com os dados fornecidos, ao Heitor por todos os ensinamentos em minha vida profissional, ao Tiago e ao Pedro por todas as discussões durante o desenvolvimento do meu estudo.

Um agradecimento especial para a minha orientadora Ana Cristina por ter me acolhido no Ladsin e por sempre ter me oferecido suporte, assim como ao meu coorientador Vinícius Almeida pelos aprendizados proporcionados desde a minha época na graduação, e pelas diversas conversas que tivemos durante o desenvolvimento desse estudo. Agradeço também aos membros da banca examinadora, por aceitarem me avaliar e contribuir.

Resumo

Leão, Victor Veiga Souza. “**AVALIAÇÃO DA PARAMETRIZAÇÃO FITCH NO MODELO WRF EM PREVISÕES PARA UM PARQUE EÓLICO NO NORDESTE BRASILEIRO**”. Dissertação (Mestrado em Meteorologia) – Departamento de Meteorologia, Instituto de Geociências, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2024.

Orientadora: Prof.^a D. Sc. Ana Cristina Pinto de Almeida Palmeira

Coorientador: D. Sc. Vinícius Albuquerque de Almeida

Com o crescimento do setor eólico, obter previsões assertivas de produção de energia torna-se cada vez mais necessário para auxiliar em atividades como a operação e manutenção de parques eólicos e no planejamento de carga nas redes do sistema de transmissão. No entanto, há um desafio em incorporar corretamente nas simulações numéricas os efeitos que ocorrem a partir da interação entre a circulação atmosférica e os aerogeradores. Para suprir essa necessidade, foi desenvolvida a Parametrização Fitch de Parques Eólicos (PPE-Fitch) presente no modelo *Weather Research and Forecasting* (WRF). Este trabalho visa contribuir para a diminuição da lacuna de estudos sobre o tema no Brasil ao realizar previsões de intensidade do vento e geração de potência com o uso da PPE-Fitch e validá-las com dados reais de um parque eólico localizado no interior da Bahia. Foram simulados 15 dias, utilizando como condição inicial e de contorno os dados do *Global Forecast System* (GFS), para três domínios com resoluções horizontais de 9 km (WRF-9km), 3 km (WRF-3km) e 1 km (WRF-1km). Para uma torre anemométrica localizada a montante do parque eólico, os melhores resultados foram obtidos pelo WRF-1km com MAPE de 22,98% e correlação de 0,69. Para uma torre anemométrica localizada no interior do parque eólico, o uso da PPE-Fitch reduziu a RMSE em 11,2% no WRF-1km. Como característica geral das previsões, os erros foram mais pronunciados em velocidades abaixo de 6 m/s, as quais ocorreram majoritariamente no período diurno. Para as previsões de potência, os desempenhos foram semelhantes entre os três domínios, com o WRF-3km possuindo MAPE de 40,4% e correlação de 0,8. Houve impacto nos resultados de algumas simulações associados ao baixo desempenho das condições de contorno utilizadas. Apesar disso, o uso da PPE-Fitch no modelo WRF para previsões em parques eólicos mostrou-se um método viável e benéfico ao reduzir o erro nas simulações.

Palavras-chaves: Energia Eólica, Parametrização Fitch, *Weather Research and Forecasting model*

Abstract

Due to the growth of the wind sector in recent years, there is an increasing need to obtain wind power forecasts to support activities such as operation and maintenance activities and power grid load planning. However, there is a challenge to correctly incorporate in the numerical simulations the effects in the atmospheric flow caused by the presence of the wind turbines. For this purpose, the Fitch Wind Farm Parameterization (WFP) was developed and has been available in the Weather Research and Forecasting model (WRF). This work aims to contribute to reduce the gap of studies on this subject in Brazil by using the WFP to obtain wind speed and power production forecasts and comparing them with real data from a wind farm located in the interior of the State of Bahia. Fifteen days of simulations were performed for three domains with horizontal resolutions of 9 km (WRF-9km), 3 km (WRF-3km), and 1 km (WRF-1km), using initial boundary conditions from the Global Forecast System (GFS) data. For a Met. Mast located upwind of the wind farm, the best results were obtained by WRF-1km with a MAPE of 22,98% and a linear correlation of 0,69. For a Met. Mast located inside the wind farm, a reduction of 11,2% in the RMSE was achieved using the WFP. Forecast errors were higher in low wind speed conditions, which were common during the day. For the power production forecasts, the results were similar between the domains, with WRF-3km achieving the lowest MAPE. The results of some simulations were affected by low performance related to the boundary conditions used. Nevertheless, this work indicates that using the WFP is beneficial and a feasible method to achieve better forecast performance for operational wind farms.

Keywords: Wind Energy, Wind Farm Parameterization, Weather Research and Forecasting model

Lista de figuras

Figura 1.1 – Evolução da capacidade de geração eólica instalada no Brasil. Fonte: Adaptado de ABEEOLICA (2023)	2
Figura 1.2 – Frequência, agrupada por região, de estudos que utilizaram parametrizações de parque eólico, as quais estão codificadas por cores. A barra colorida mostra a frequência de estudos. Os círculos indicam a frequência relativa de cada parametrização, e o gráfico circular com o contorno azul na Europa refere-se a aplicações offshore. Fonte: Adaptado de FISCHEREIT <i>et al.</i> (2022)	5
Figura 2.1 – Ciclo diurno da CLA para uma condição idealizada de céu limpo. As estabilidade estável, instável e neutra são representadas em cinza escuro, branco e cinza claro, respectivamente. Fonte: Adaptado de STULL <i>et al.</i> (2000) . . .	8
Figura 2.2 – Ilustração de um aerogerador. Fonte: Adaptado de CLARKE; ENG (2018) .	9
Figura 2.3 – Exemplo de Curva de Potência de um Aerogerador. Na Região 1, não há geração de potência. Na Região 2, a potência produzida aumenta rapidamente até atingir o valor nominal. Na Região 3, a potência gerada é constante no valor nominal. Na Região 4, a potência produzida decai até zero. Fonte: Adaptado de SOHONI <i>et al.</i> (2016).	10
Figura 2.4 – Exemplo de como uma pequena diferença na velocidade do vento leva a um desvio maior na potência gerada por um aerogerador. Fonte: Adaptado de LANGE; HEINEMANN (2002).	11
Figura 2.5 – Tubo de corrente formado em um aerogerador. Fonte: BURTON <i>et al.</i> (2011)	12
Figura 2.6 – Déficit de velocidade do vento no fluxo ao redor de aerogeradores. A escala de cores representa o percentual da velocidade em relação ao vento livre. Fonte: BRANLARD <i>et al.</i> (2020)	13
Figura 2.7 – Regiões de esteira resultantes da interação entre um aerogerador e a circulação do vento, com suas características instantâneas (superior) e médias no tempo (inferior). Fonte: PORTÉ-AGEL <i>et al.</i> (2020)	14

Figura 2.8 – Média de 10 minutos da velocidade média do vento (topo) e velocidade instantânea (meio) em um plano horizontal na altura do cubo. A porção inferior apresenta a temperatura instantânea em um plano vertical. O lado esquerdo está associado às condições atmosféricas muito estáveis, e o direito às condições instáveis. Fonte: Adaptado de MACHEFAUX <i>et al.</i> (2016) . . .	15
Figura 2.9 – Ilustração de padrões de fluxo instável durante o dia (a) e estável durante a noite (b). Fonte: Adaptado de RADÜNZ <i>et al.</i> (2021)	17
Figura 2.10–Ilustração da região com déficit de velocidade causado pela esteira de vento ao utilizar modelos de Jensen, N O (1983) e FRANDSEN <i>et al.</i> (2006). Fonte: Adaptado de CHURCHFIELD (2014)	18
Figura 2.11–Ilustração da região com déficit de velocidade causado pela esteira de vento ao utilizar modelos de AINSLIE (1988). Fonte: Adaptado de CHURCHFIELD (2014)	19
Figura 2.12–Célula de grade horizontal de um modelo utilizando uma rugosidade de superfície diferente (marrom claro) para representar o efeito das turbinas eólicas (azul). Fonte: Adaptado de FISCHEREIT <i>et al.</i> (2022)	21
Figura 2.13–Parametrizações explícitas em termos de a) Representação de uma célula de grade horizontal (linhas sólidas pretas) com resolução Δx e Δy , contendo um número Nt de turbinas (estrelas azuis), uma fonte de TKE (ponto laranja) e b) Representação de níveis verticais zk do modelo, onde Ak é a área do rotor e onde a geração de energia será calculada. Fonte: FISCHEREIT <i>et al.</i> (2022)	22
Figura 2.14–Exemplo do comportamento das curvas dos coeficientes C_p e C_t com relação à velocidade do vento. Fonte: Adaptado de YUAN <i>et al.</i> (2017)	24
Figura 3.1 – Atlas do potencial eólico brasileiro a 100 metros de altura. Cores em tom de amarelo e vermelho indicam maiores velocidades médias. Fonte: BEZERRA (2021)	31
Figura 3.2 – Área de estudo, com a localização do parque eólico representada pelo polígono preenchido em cinza. A escala de cores indica a elevação em metros, sendo também representada por isolinhas em intervalos de 50 m. As coordenadas e a posição dos aerogeradores não são apresentadas para preservar a localização do projeto.	32

Figura 3.3 – Localização da Torre 1 (triângulo laranja) e Torre 2 (triângulo vermelho) na área do parque eólico (polígono). Os contornos indicam a elevação do local em intervalos de 50 metros.	34
Figura 3.4 – Áreas dos domínios utilizados no estudo. Em azul, o domínio com resolução horizontal de 9 km (WRF-9km). Em preto, o domínio com resolução horizontal de 3 km (WRF-3km). Em vermelho, o domínio com resolução horizontal de 1 km (WRF-1km).	36
Figura 3.5 – Ilustração dos níveis verticais do modelo nos primeiros 200 metros de altura. Em azul, os níveis que intersectam a área de varredura do rotor do aerogerador	37
Figura 4.1 – Série temporal da velocidade do vento observada (linha sólida preta) e simulada pelos domínios WRF-9km (linha tracejada azul), WRF-3km (linha tracejada laranja) e WRF-1km (linha tracejada verde) para os conjuntos WRF-Controle (a) e WRF-Fitch (b).	43
Figura 4.2 – MAPE (barras associadas ao eixo vertical esquerdo) e correlação (linhas associadas ao eixo vertical direito) por dia das simulações realizadas pelos domínios WRF-9km (azul), WRF-3km (laranja) e WRF-1km (verde) para os conjuntos WRF-Controle (a) e WRF-Fitch (b).	45
Figura 4.3 – <i>Boxplot</i> do erro das previsões para os três domínios nos WRF-Controle (azul) e WRF-Fitch (verde).	46
Figura 4.4 – Erro médio das previsões dos domínios WRF-9km (barra azul), WRF-3km (barra laranja) e WRF-1km (barra verde) para os conjuntos WRF-Controle (a) e WRF-Fitch (b). Os erros foram calculados em intervalos de 1 m/s, com o eixo x representando o valor central de cada intervalo.	47
Figura 4.5 – Padrão diurno da velocidade do vento observada (linha sólida preta) e prevista pelos domínios WRF-9km (linha tracejada azul), WRF-3km (linha tracejada laranja) e WRF-1km (linha tracejada verde) para os conjuntos WRF-Controle (a) e WRF-Fitch (b). As médias horárias ($V_{horaria}$) foram normalizadas com relação à média observada total para o período (V_{Media}^{obs}).	48
Figura 4.6 – Série temporal da velocidade do vento observada (linha sólida preta) e prevista pelos domínios WRF-9km (linha tracejada azul), WRF-3km (linha tracejada laranja) e WRF-1km (linha tracejada verde) para os conjuntos WRF-Controle (a) e WRF-Fitch (b).	50

Figura 4.7 – MAE (barras associadas ao eixo vertical esquerdo) e correlação (linhas associadas ao eixo vertical direito) por dia das simulações realizadas pelos domínios WRF-9km (azul), WRF-3km (laranja) e WRF-1km (verde) para os conjuntos WRF-Controle (a) e WRF-Fitch (b).	52
Figura 4.8 – <i>Boxplot</i> do erro das previsões para os três domínios nos WRF-Controle (azul) e WRF-Fitch (verde).	53
Figura 4.9 – Erro médio das previsões dos domínios WRF-9km (barra azul), WRF-3km (barra laranja) e WRF-1km (barra verde) para os conjuntos WRF-Controle (a) e WRF-Fitch (b). Os erros foram calculados em intervalos de 1 m/s. O eixo x apresenta o valor central de cada intervalo.	55
Figura 4.10–Padrão diurno da velocidade do vento observada (linha sólida preta) e prevista pelos domínios WRF-9km (linha tracejada azul), WRF-3km (linha tracejada laranja) e WRF-1km (linha tracejada verde) para os conjuntos WRF-Controle (a) e WRF-Fitch (b). As médias horárias ($V_{horaria}$) foram normalizadas com relação à média observada total para o período (V_{Media}^{obs}).	57
Figura 4.11–Série temporal da potência gerada pelo parque eólico (linha sólida preta) e prevista pelos domínios WRF-9km (linha tracejada azul), WRF-3km (linha tracejada laranja) e WRF-1km (linha tracejada verde) para o conjunto WRF-Fitch. O eixo vertical possui os valores normalizados com relação à potência média do período.	58
Figura 4.12–MAPE (barras associadas ao eixo vertical esquerdo) e correlação (linhas associadas ao eixo vertical direito) por dia das simulações realizadas pelos domínios WRF-9km (azul), WRF-3km (laranja) e WRF-1km (verde) para o conjunto WRF-Fitch	59
Figura 4.13– <i>Boxplot</i> do erro das previsões para os três domínios nas simulações de potência obtidas com o conjunto WRF-Fitch.	60
Figura 4.14–Padrão diurno da potência gerada (linha sólida preta) e prevista pelos domínios WRF-9km (linha tracejada azul), WRF-3km (linha tracejada laranja) e WRF-1km (linha tracejada verde) para o conjunto WRF-Fitch. As médias horárias ($P_{horaria}$) foram normalizadas com relação à média observada total para o período (P_{Media}^{obs}).	61

Figura 4.15–Série temporal da velocidade do vento observada (linha sólida preta), reanálise ERA5 (linha tracejada azul), previsão do GFS (linha tracejada vermelha) e previsão do domínio WRF-1km (linha tracejada verde) no conjunto WRF-Fitch.	62
Figura 4.16–MAPE por dia ao utilizar a reanálise ERA5 (azul), as previsões do GFS (vermelho) e do WRF-1km (verde) no conjunto WRF-Fitch.	64
Figura 4.17–Série temporal de temperatura (superior), direção (central) e velocidade do vento (inferior) observada (linha sólida preta) e prevista pelo domínio WRF-1km (linha tracejada verde) no conjunto WRF-Fitch na posição da Torre 2.	66
Figura 4.18–Carta sinótica de superfície para o dia 10 às 12Z e 11 às 00Z. Fonte: Centro de Hidrografia da Marinha.	67
Figura 4.19–Imagens do satélite GOES16 no canal 13 para o dia 10 às 20Z (a) e 11 às 07Z (b). Fonte: Adaptado de CPTEC.	68
Figura 4.20–Velocidade média na área de estudo durante o período simulado. Os valores da escala de cores foram ocultados para manter a confidencialidade. Os resultados do conjunto WRF-Controle são apresentados na coluna esquerda (a,b,c) e do WRF-Fitch na coluna direita (d, e, f). A parte superior apresenta as médias para o WRF-9km (a, d), a parte central para o WRF-3km (b, e) e a parte inferior para o WRF-1km (c, f). As linhas de contorno representam a elevação em intervalos de 50m e os triângulos representam as posições das torres 1 e 2.	69
Figura 4.21–Diferença da velocidade média durante o período simulado entre os conjuntos WRF-Controle e WRF-Fitch para os domínios WRF-9km (a), WRF-3km (b) e WRF-1km (c). Os valores da escala de cores foram ocultados para manter a confidencialidade. As linhas de contorno representam a elevação em intervalos de 50m e os triângulos representam as posições das torres 1 e 2.	72

Lista de tabelas

Tabela 3.1 – Informações do modelo de aerogerador.	32
Tabela 3.2 – Parametrizações físicas do conjunto Tropical.	38
Tabela 3.3 – Conjunto de parametrizações físicas utilizadas no estudo.	39
Tabela 3.4 – Configurações do WRF utilizadas no estudo.	39
Tabela 4.1 – Métricas estatísticas das previsões de intensidade do vento na Torre 1.	44
Tabela 4.2 – Média e desvio padrão do erro das previsões para a Torre 1.	46
Tabela 4.3 – Métricas estatísticas para a previsão de intensidade do vento na posição da Torre 2.	51
Tabela 4.4 – Média e desvio padrão do erro das previsões para a Torre 2.	54
Tabela 4.5 – Métricas estatísticas das simulações de geração de potência pelo conjunto WRF-Fitch.	58
Tabela 4.6 – Média e desvio padrão do erro das previsões de potência.	60
Tabela 4.7 – Métricas estatísticas para o erro da intensidade do vento pelo GFS, ERA5 e do conjunto WRF-Fitch para a Torre 2.	63
Tabela 4.8 – Erro da intensidade média do vento simulada pelo WRF-1km para as torres e da razão entre as médias nas duas posições.	70
Tabela 4.9 – Erro médio do parâmetro α simulado para as duas torres.	71

Lista de abreviaturas e siglas

ASAS	Anticiclone Subtropical do Atlântico Sul
CE	Camada Estável
CFD	<i>Computational Fluid Dynamics</i>
CI	Camada de Inversão
CLA	Camada Limite Atmosférica
CM	Camada de Mistura
CLS	Camada Limite Superficial
CRN	Camada Residual Neutra
C_p	Coefficiente de Potência
C_t	Coefficiente de Tração
D	Diâmetro do Rotor
EC	Energia Cinética
EWP	<i>Explicit Wake Parametrization</i>
GFS	<i>Global Forecast System</i>
LES	<i>Large Eddy Simulation</i>
MAE	Erro Médio Absoluto
MAPE	Erro Percentual Absoluto Médio
PPE	Parametrização de Parques Eólicos
RMSE	Raiz Quadrada do Erro Quadrático Médio
SRTM	<i>Shuttle Radar Topography Mission</i>
TKE	<i>Turbulent Kinect Energy</i>
WRF	<i>Weather Research and Forecasting</i>

ZCAS Zona de Convergência do Atlântico Sul

ZE Zona de Entranhamento

Sumário

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	Objetivos	5
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	7
2.1	Camada Limite Atmosférica	7
2.2	Aerogerador	8
2.3	Fluxo de vento em um parque eólico	11
2.4	Efeitos da Estabilidade Atmosférica	15
2.5	Efeitos do Relevo	16
2.6	Modelos de esteira do vento	17
2.7	Modelagem Numérica da Atmosfera	19
2.7.1	Tipos de Parametrizações de Parques Eólicos	20
2.7.2	Desenvolvimento da Parametrização Fitch de Parques Eólicos	23
2.7.3	Aplicações da PPE-Fitch	27
3	DADOS E MÉTODO	30
3.1	Área de Estudo	30
3.2	Dados	33
3.3	Metodologia	35
3.3.1	Configuração do Modelo WRF	35
3.3.2	Métricas de Avaliação dos Resultados	40
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	42
4.1	Torre 1	42
4.1.1	Série temporal de intensidade do vento	42
4.1.2	Viés das Simulações	45
4.2	Torre 2	48
4.2.1	Série temporal de intensidade do vento	48
4.2.2	Viés das Simulações	53
4.3	Geração de Potência	57
4.3.1	Viés das Simulações de Potência	59

4.4	Fatores associados aos erros nas simulações	61
4.4.1	Influência das condições de contorno	61
4.4.2	Influência de fatores locais	64
4.4.3	Condições meteorológicas entre os dias 10 e 11	65
4.5	Alterações Causadas pela PPE-Fitch na Circulação	68
4.5.1	Velocidade média	68
4.5.2	Perfil vertical da velocidade do vento	71
4.5.3	Esteira do vento	71
5	CONCLUSÕES	73
	Referências Bibliográficas	75

1 INTRODUÇÃO

A geração de eletricidade por fontes renováveis desempenha importante papel em suprir as necessidades mundiais de energia elétrica reduzindo o impacto nas emissões de dióxido de carbono (CO_2) (MOHTASHAM, 2015). Para expandir a capacidade global de fornecimento de eletricidade e, ao mesmo tempo, diminuir a dependência de fontes com alta emissão de CO_2 , a energia eólica é uma das alternativas que mais cresce no mundo (YUAN *et al.*, 2017; TOMASZEWSKI; LUNDQUIST, 2020). Em 2022, o aumento de geração pelas fontes eólica e solar auxiliou na redução de emissão do setor de energia em 465 Mt CO_2 (IEA, 2023).

Segundo o relatório da *Global Wind Energy Council* (GWEC, 2024), 2023 foi o melhor ano em adição de capacidade eólica globalmente, com crescimento de 106 GW, um aumento de 54% em relação ao registrado em 2022, e o primeiro ano com incremento acima de 100 GW. Com isso, a capacidade eólica total instalada globalmente superou a marca de 1 TW, significando um crescimento anual de 13%.

O Brasil está entre os países expoentes no setor, ocupando em 2023, pelo segundo ano consecutivo, o 6º lugar no *ranking* de capacidade instalada. Além disso, o país ficou com o 3º lugar no *ranking* de adição de capacidade, atrás de China e Estados Unidos (GWEC, 2024). O crescimento das eólicas no país tem sido expressivo desde a última década, com aumento de 1 para 25,6 GW de capacidade instalada entre 2011 e 2022 (ABEEOLICA, 2023), conforme ilustrado na Figura 1.1. Com isso, em 2022 a energia eólica representou 13,4% da matriz energética do Brasil, ficando atrás apenas da fonte hidrelétrica (54,1%) (ABEEOLICA, 2023).

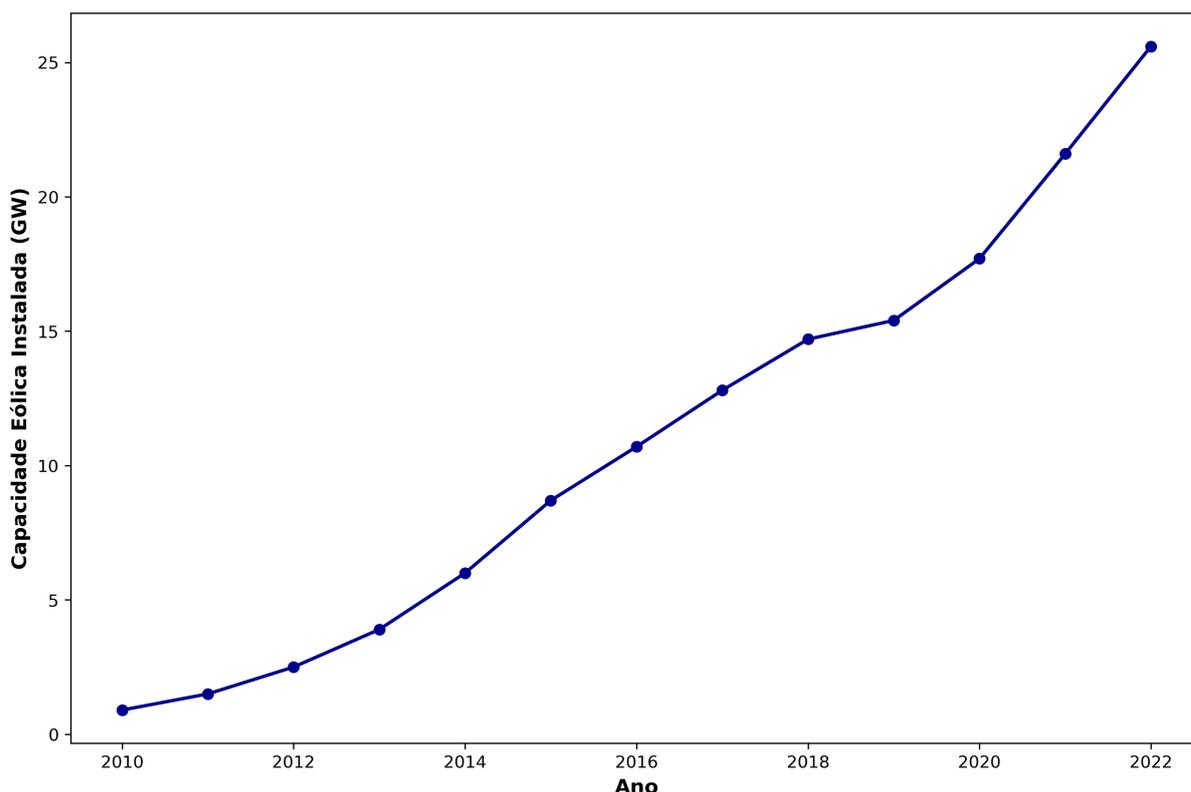


Figura 1.1 – Evolução da capacidade de geração eólica instalada no Brasil. Fonte: Adaptado de ABEEOLICA (2023)

A significativa participação do país nesse ramo deve-se principalmente ao potencial de geração na região Nordeste, subsistema que representou 90,3% da produção de energia por fonte eólica de todo o Brasil em 2022 (ABEEOLICA, 2023). A região também foi líder em adição de capacidade instalada em 2022, com destaque para o estado da Bahia (ABEEOLICA, 2023), o qual atualmente possui 32% de toda capacidade eólica instalada no país (ONS, 2022). Com esse crescimento, obter previsões assertivas de geração torna-se cada vez mais fundamental para auxiliar em temas como a redução dos riscos de comercialização de energia, o planejamento de atividades de manutenção e no controle de cargas do sistema de transmissão de energia (GIEBEL; KARINIOTAKIS, 2017).

Em consequência à ampliação da geração de energia eólica, há um aumento no número de parques localizados próximos uns dos outros, assim como no tamanho dos projetos, o que, em algumas regiões, gera grandes *clusters* ou grupos de aerogeradores (FISCHEREIT *et al.*, 2022). De acordo com o trabalho de SCHNEEMANN *et al.* (2020), esses conjuntos são definidos como um acúmulo de projetos na vizinhança direta com mais de uma centena de turbinas eólicas, podendo ser de modelos distintos e gerenciados por diferentes operadores. Tamanha concentração

de aerogeradores em um local reduz o potencial de geração de uma área e, conseqüentemente, a receita gerada pelos projetos (LUNDQUIST *et al.*, 2019).

O déficit de geração ocorre porque, durante a operação, as turbinas eólicas extraem energia cinética do vento. Nesse processo, o ar a montante e a jusante do fluxo é desacelerado pelas forças que atuam nas pás do aerogerador, resultando nos efeitos de bloqueio e esteira do vento (VOLKER *et al.*, 2015), respectivamente. Por isso, uma compreensão detalhada da interação entre a circulação e o aerogerador é um importante tema de pesquisa com benefícios para as operações dos parques eólicos (FITCH *et al.*, 2013). Assim, tais efeitos devem ser incorporados nas simulações numéricas para obter resultados mais assertivos, pois não são negligenciáveis.

O histórico de trabalhos desenvolvidos para simular os impactos dos parques eólicos na circulação é composto por diferentes métodos, como a fluidodinâmica computacional (*Computational Fluid Dynamics* - CFD) e modelos *Large-Eddy Simulation* (LES) (LEE; LUNDQUIST, 2017). Porém, apesar de apresentarem bons resultados e informações valiosas sobre a interação entre a atmosfera e os aerogeradores (FITCH *et al.*, 2013), são simulações com alto custo computacional, especialmente para áreas grandes como em parques com alto número de turbinas eólicas, tornando-as difíceis de implantar em um ambiente operacional (PORTÉ-AGEL *et al.*, 2020).

Além disso, os regimes de circulação que atuam nos parques eólicos são causados e influenciados por fenômenos meteorológicos diversos como circulações de brisa, passagem de sistemas frontais, jatos noturnos, efeitos de estabilidade, os quais muitas vezes não são capturados por esses modelos (LEE; LUNDQUIST, 2017). Deve-se ainda considerar que os parques eólicos influenciam não apenas a velocidade do vento, mas também outras variáveis como a energia cinética turbulenta (*Turbulent Kinetic Energy* - TKE) e temperatura. Isso ocorre porque a turbulência originada pela rotação das pás dos aerogeradores pode alterar o perfil vertical de temperatura em baixos níveis (FITCH *et al.*, 2013), um efeito de *feedback* que não é capturado em CFD (FISCHEREIT *et al.*, 2022).

Nesse contexto, os modelos numéricos de mesoescala têm sido utilizados em estudos mais recentes sobre o assunto (FISCHEREIT *et al.*, 2022), principalmente o *Weather Research and Forecasting* (WRF) (SKAMAROCK, 2008). Esses modelos proporcionam uma oportunidade para investigar o fluxo dentro e ao redor de parques eólicos e, assim, avaliar o impacto causado nas condições meteorológicas (FITCH *et al.*, 2013). Além disso, as simulações realizadas por tais modelos podem ser utilizadas como condições de contorno para modelagem CFD (RODRIGO *et*

al., 2017) e, ainda, fornecer previsões de geração considerando os impactos das turbinas eólicas na circulação (LEE; LUNDQUIST, 2017). Para isso, como os efeitos se originam em escalas menores do que os atuais tamanhos das grades horizontais dos modelos, foram desenvolvidas diferentes parametrizações físicas para que essa interação pudesse ser simulada e estudada (YUAN *et al.*, 2017).

Dentre os esquemas físicos elaborados, destaca-se que a Parametrização de Parques Eólicos desenvolvida por FITCH *et al.* (2012) (PPE-Fitch) é a que vem sendo mais comumente aplicada na literatura (FISCHEREIT *et al.*, 2022). Nessa parametrização, as turbinas em cada célula de grade do modelo são representadas coletivamente como uma fonte de TKE e um dissipador de *momentum* nos níveis verticais intersectados pelo rotor do aerogerador. Então, uma fração da energia cinética extraída pelas turbinas é convertida em potência, e a turbulência gerada é derivada da diferença entre os coeficientes de empuxo e de potência da máquina (FITCH *et al.*, 2012). Com o uso dessa parametrização, tornou-se possível desenvolver diversos trabalhos que visam avaliar temas como previsão de geração de parques eólicos (YUAN *et al.*, 2017), impactos em variáveis meteorológicas como temperatura e TKE (FITCH *et al.*, 2012) e o alcance das esteiras de vento (STOELINGA *et al.*, 2022). No entanto, a maioria dos estudos no tema vem sendo desenvolvida com foco em regiões do Hemisfério Norte (Figura 1.2) (FISCHEREIT *et al.*, 2022).

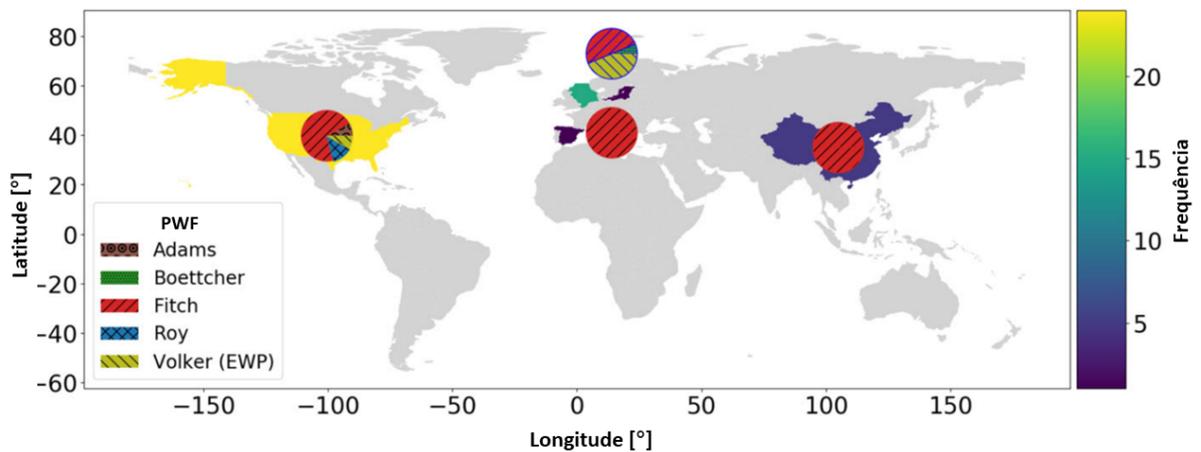


Figura 1.2 – Frequência, agrupada por região, de estudos que utilizaram parametrizações de parque eólico, as quais estão codificadas por cores. A barra colorida mostra a frequência de estudos. Os círculos indicam a frequência relativa de cada parametrização, e o gráfico circular com o contorno azul na Europa refere-se a aplicações offshore. Fonte: Adaptado de FISCHEREIT *et al.* (2022)

No Brasil, o trabalho de RODRIGUES *et al.* (2020) verificou a aplicação de uma PPE no modelo *Brazilian developments on the Regional Atmospheric Modeling System* (BRAMS) (FREITAS *et al.*, 2017) para simular o impacto de aerogeradores na TKE em um projeto no Rio Grande do Sul. STÜKER *et al.* (2020) utilizaram a PPE-Fitch para avaliar a influência de um parque eólico idealizado também no Rio Grande do Sul nas variáveis que controlam o escoamento atmosférico na camada limite atmosférica. No entanto, em função da parametrização de camada limite utilizada, alguns dos resultados obtidos não estiveram de acordo com o esperado pela literatura. A baixa ocorrência de estudos no país indica uma lacuna a ser preenchida de pesquisas sobre o tema no Brasil.

1.1 Objetivos

O objetivo deste trabalho é expandir o conhecimento sobre o uso da PPE-Fitch presente no modelo WRF ao avaliar previsões de intensidade do vento e potência gerada por um parque eólico localizado no Brasil. De forma específica, busca-se:

- Implementar o WRF para a região de estudo.

- Avaliar o desempenho das previsões do modelo configurado.
- Verificar a diferença entre as simulações com e sem a utilização da PPE-Fitch.
- Verificar a diferença entre os resultados em diferentes posições dentro de um parque eólico.
- Verificar como os resultados se comportam em diferentes resoluções horizontais com relação aos dados observados.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo, é feita uma revisão da literatura sobre os aspectos conceituais que envolvem os aerogeradores e o ambiente onde estão inseridos. Em seguida, é feito um resumo dos métodos de parametrização desenvolvidos, com foco na PPE-Fitch, sua fundamentação e aplicabilidade.

2.1 Camada Limite Atmosférica

Na parte inferior da troposfera, encontra-se a chamada Camada Limite Atmosférica (CLA), também conhecida como camada limite planetária. A CLA possui espessura que varia aproximadamente entre 100 metros e 3 quilômetros, e sua estrutura é diretamente influenciada pelas interações entre a superfície terrestre e a atmosfera. Por isso, ela é impactada por fatores como a taxa de aquecimento e resfriamento da superfície, o relevo e o tipo de cobertura do solo (STULL, 1988). Entre os primeiros 5 a 10% de espessura da CLA, por volta de 200 m, está localizada a Camada Limite Superficial (CLS), na qual o escoamento é controlado predominantemente pelo atrito do vento com a superfície. Isso acarreta uma mudança significativa da intensidade do vento com a altura, além de outras variáveis como temperatura e umidade. A CLS também é conhecida como camada de fluxo constante, pois nela não há diferença considerável no fluxo de turbulência com a altura (STULL *et al.*, 2000).

Sob condições sem a influência de fatores como a passagem de sistemas frontais, a CLA sobre a superfície terrestre pode ser dividida em uma estrutura média idealizada ao longo do dia (Figura 2.1). A parte diurna sofre influência da instabilidade causada pelo aquecimento da superfície, o qual gera movimentos convectivos e forma a Camada de Mistura (CM), onde a intensidade do vento tende a ser uniforme com a altura. Durante a noite, há o desenvolvimento de uma Camada Estável (CE), devido ao resfriamento da superfície e à diminuição dos movimentos turbulentos originados durante o dia. Durante esse processo, também é formada uma Camada Residual Neutra (CRN), a qual preserva algumas características da CM formada durante o dia anterior. Adicionalmente, existe uma Zona de Entranhamento (ZE) entre a atmosfera livre e a CM, uma região de turbulência não contínua. No entanto, à noite, quando a turbulência para na ZE, a camada de transição é chamada Camada de Inversão (CI). Ambas ZE e CI possuem forte estabilidade atmosférica (STULL, 1988).

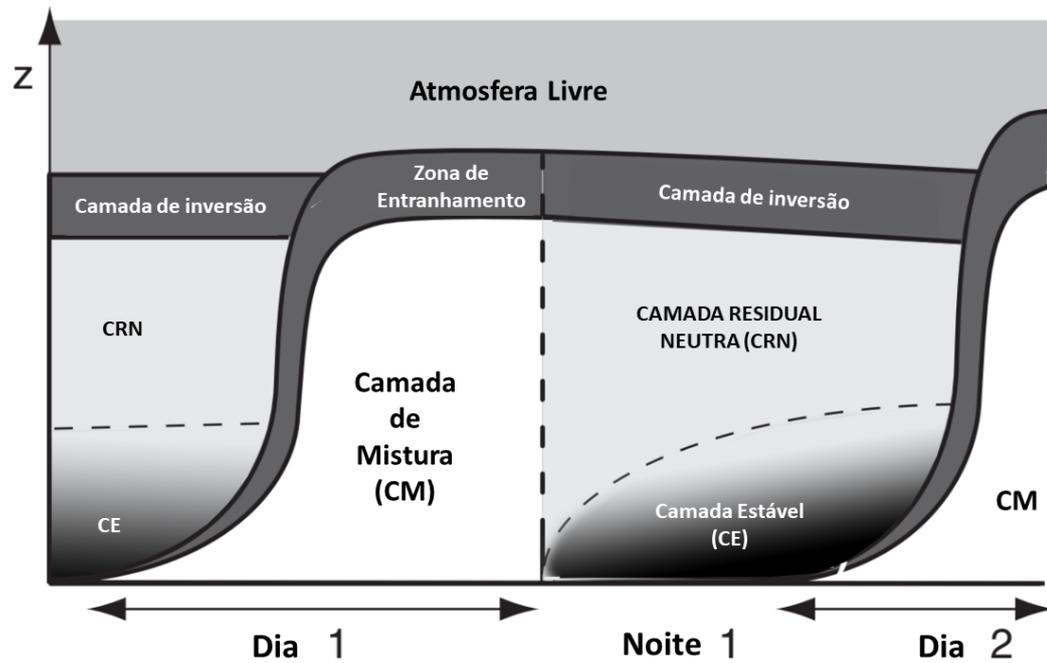


Figura 2.1 – Ciclo diurno da CLA para uma condição idealizada de céu limpo. As estabilidades estável, instável e neutra são representadas em cinza escuro, branco e cinza claro, respectivamente. Fonte: Adaptado de STULL *et al.* (2000)

2.2 Aerogerador

Na Figura 2.2 é apresentada uma ilustração de um aerogerador de eixo horizontal com três pás, mostrando algumas informações como o diâmetro do rotor (D), a área de varredura do rotor (círculo tracejado) e altura do rotor.

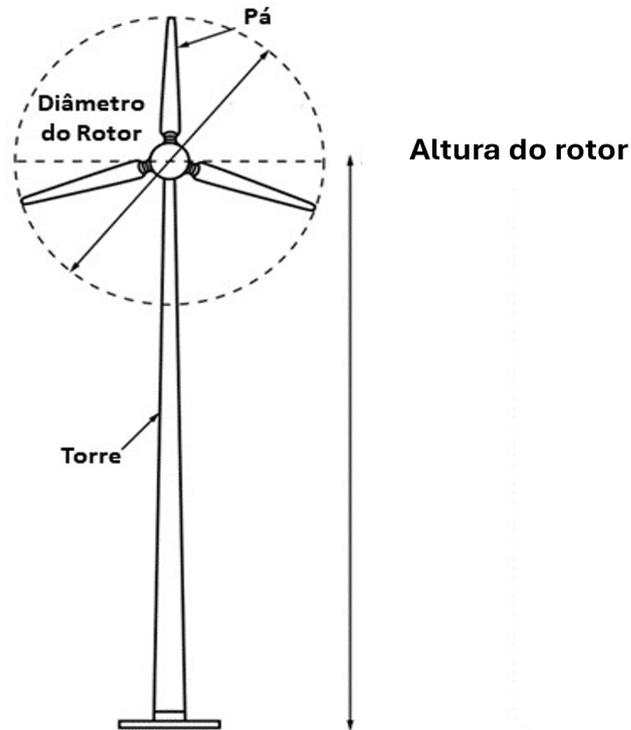


Figura 2.2 – Ilustração de um aerogerador. Fonte: Adaptado de CLARKE; ENG (2018)

Em operação, a geração de energia eólica se dá pela conversão da energia cinética do ar em movimento em energia elétrica. A potência gerada nesse processo é dada pela Equação 2.1, onde ρ é a densidade do ar, A é a área de varredura do rotor, v é a velocidade do vento e C_p é o coeficiente de potência, a razão entre a potência extraída pelo aerogerador e a disponível. Esse fator varia com a velocidade do vento e possui um valor máximo conhecido como limite de *Betz*, representado por um C_p de 59,3% (BETZ, 1966).

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_p \quad (2.1)$$

Nota-se que a potência extraída pelo rotor está diretamente relacionada ao cubo da intensidade do vento, o que significa que uma pequena variação na velocidade resultará em uma variação maior na potência (BURTON *et al.*, 2011). Assim, uma melhora na previsão da

velocidade do vento levará a uma melhor previsão de geração de energia, reduzindo incertezas na operação dos parques eólicos e no sistema de transmissão de energia (PICOLO *et al.*, 2014).

Com a Equação 2.1, pode-se obter a curva de potência de um aerogerador, a qual possui um formato sigmoidal e ilustra a relação entre a velocidade do vento e a potência gerada (SOHONI *et al.*, 2016), como exemplificado na Figura 2.3, a qual a divide em 4 regiões. Na Região 1, enquanto a velocidade do vento é menor que um limite mínimo, conhecido como velocidade de ativação, em inglês *cut-in*, não há potência gerada. Na Região 2, a partir do *cut-in*, inicia-se a geração de potência, com rápido crescimento até atingir a velocidade nominal. A partir desse ponto, na Região 3, a geração é constante na chamada potência nominal, a qual persiste até que a velocidade do vento atinja um valor de corte, ou *cut-out*. A partir disso, inicia-se a Região 4, na qual o aerogerador é desligado para proteger seus componentes de ventos fortes, decaindo sua geração até zero (SOHONI *et al.*, 2016). Ressalta-se que a curva apresentada é um exemplo idealizado e não considera degradação de desempenho ao longo da vida útil do aerogerador.

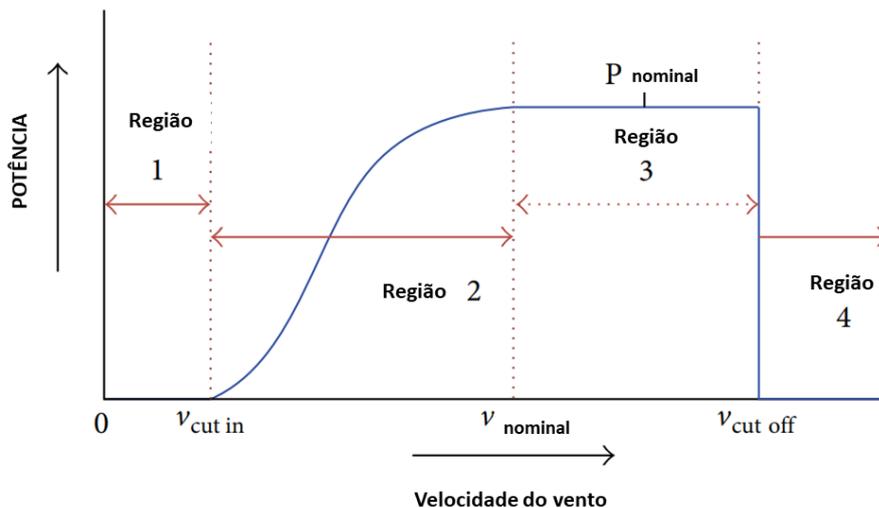


Figura 2.3 – Exemplo de Curva de Potência de um Aerogerador. Na Região 1, não há geração de potência. Na Região 2, a potência produzida aumenta rapidamente até atingir o valor nominal. Na Região 3, a potência gerada é constante no valor nominal. Na Região 4, a potência produzida decai até zero. Fonte: Adaptado de SOHONI *et al.* (2016).

Torna-se evidente que o erro nas previsões de intensidade do vento impactará de maneira diferente o erro da previsão de geração de potência. Considerando que os valores observados e previstos estejam na mesma região da curva de potência, nas Regiões 1 e 4 os erros serão irrelevantes pois não há geração. Na Região 3, os erros também pouco impactarão, pois, a

potência resultante permanecerá constante. No entanto, erros de intensidade do vento que ocorram na Região 2 serão mais críticos porque causarão efeitos distintos nas previsões de potência (Figura 2.4).

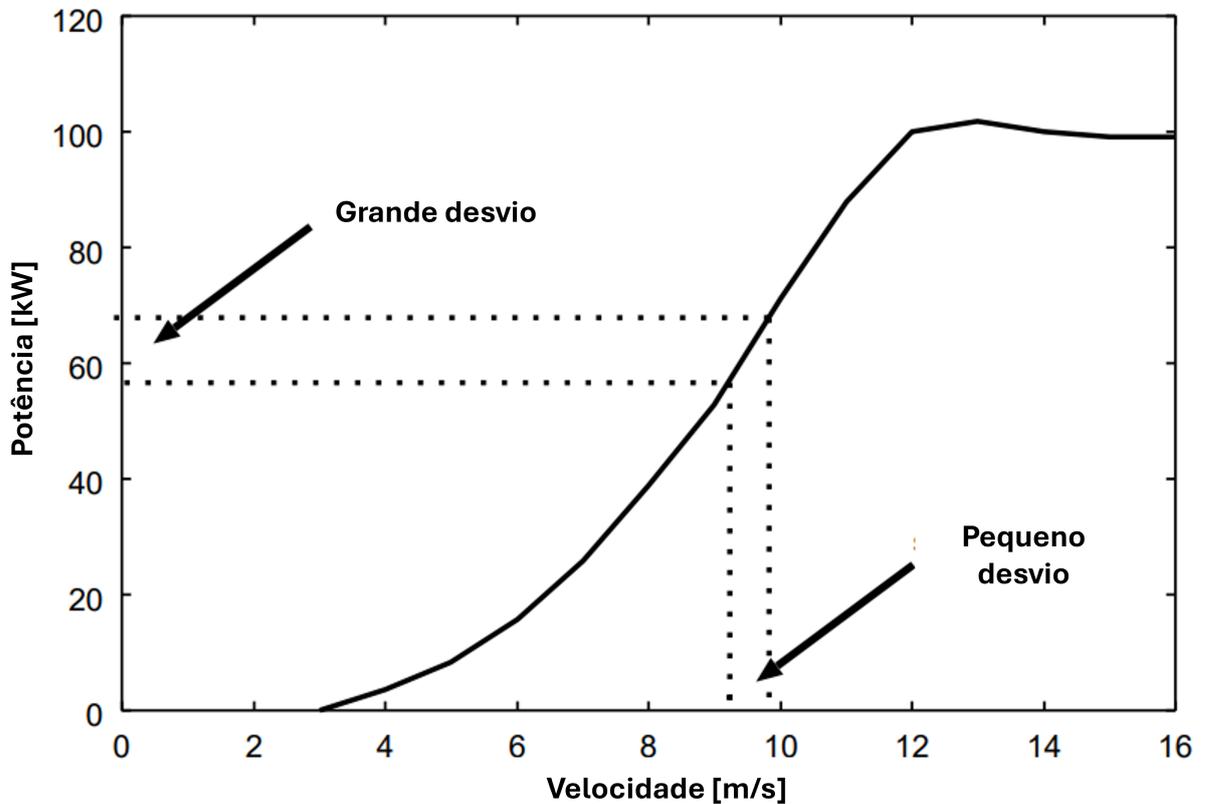


Figura 2.4 – Exemplo de como uma pequena diferença na velocidade do vento leva a um desvio maior na potência gerada por um aerogerador. Fonte: Adaptado de LANGE; HEINEMANN (2002).

2.3 Fluxo de vento em um parque eólico

A circulação do vento é afetada a montante e a jusante de um aerogerador (BURTON *et al.*, 2011). À medida que a turbina eólica extrai energia cinética do vento, o fluxo que passa pelo disco rotor é desacelerado. Assumindo que a massa de ar afetada permanece separada do ar que não passa pelo disco do rotor, o qual não desacelera, haverá uma camada limite contendo a massa afetada de ar que se estende a montante e a jusante do aerogerador, formando um tubo de corrente de seção transversal circular (Figura 2.5). Com a desaceleração do fluxo, não há compressão do mesmo, assim, a área da seção transversal se expande para acomodar o ar mais lento em movimento (PORTÉ-AGEL *et al.*, 2020).

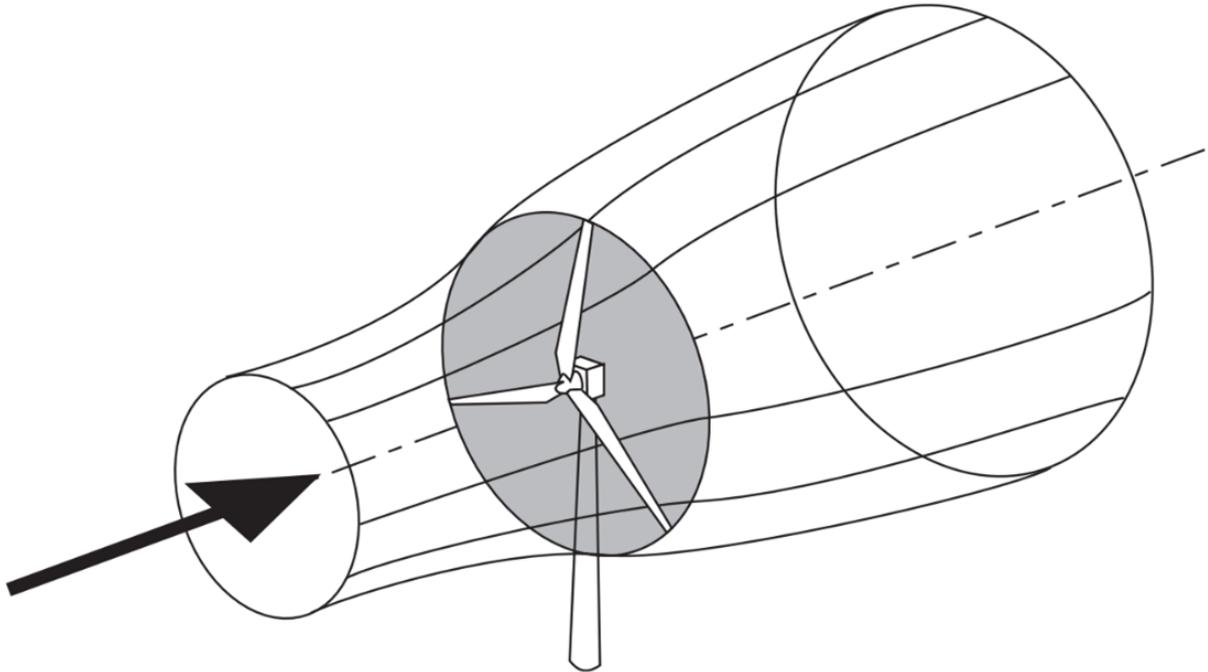


Figura 2.5 – Tubo de corrente formado em um aerogerador. Fonte: BURTON *et al.* (2011)

Ao se aproximar da turbina eólica, o ar desacelera gradativamente de forma que, ao chegar no disco rotor, sua velocidade será menor do que a velocidade do vento livre. Essa área a montante do aerogerador com redução na velocidade do vento é denominada região de bloqueio (MEDICI *et al.*, 2011). Em uma área com mais de uma turbina eólica, os efeitos de bloqueio causados individualmente são acumulados e induzidos pelo parque eólico como um todo, formando a chamada região de indução (PORTÉ-AGEL *et al.*, 2020), a qual pode ser identificada em distâncias de 3D (SIMLEY *et al.*, 2016).

Ao passar pelo rotor, o tubo de corrente se expande como resultado da desaceleração, e sua pressão estática aumenta para absorver a diminuição da energia cinética. À medida que o ar avança, há uma queda na pressão estática de tal forma que, após a passagem, fica abaixo do nível de pressão atmosférica. Assim, o ar a jusante do aerogerador possui velocidade e pressão estática reduzidas, formando a esteira do vento (PORTÉ-AGEL *et al.*, 2020). O efeito combinado das regiões de indução e esteira é ilustrado na Figura 2.6.

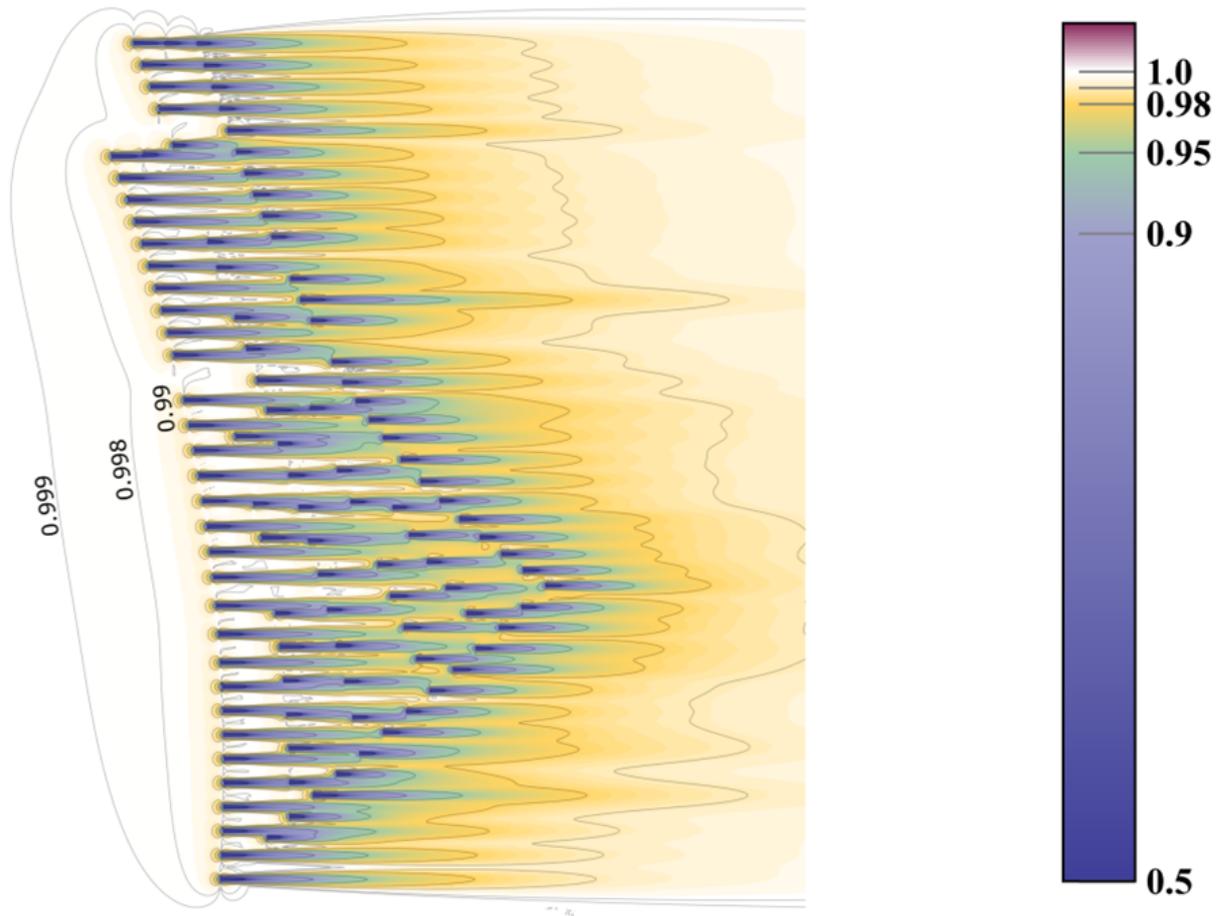


Figura 2.6 – Déficit de velocidade do vento no fluxo ao redor de aerogeradores. A escala de cores representa o percentual da velocidade em relação ao vento livre. Fonte: BRANLARD *et al.* (2020)

A esteira do vento pode ser dividida em duas regiões (VERMEER *et al.*, 2003). A primeira, localizada imediatamente após a turbina, pode se estender em um comprimento de 2 a 4D e é chamada de esteira próxima. Após, tem-se a região chamada de esteira distante, com extensão variável dependendo das características do aerogerador e das condições ambientes (PORTÉ-AGEL *et al.*, 2020). Na Figura 2.7 é apresentado um esquema das características das diferentes regiões afetadas pela presença do aerogerador.

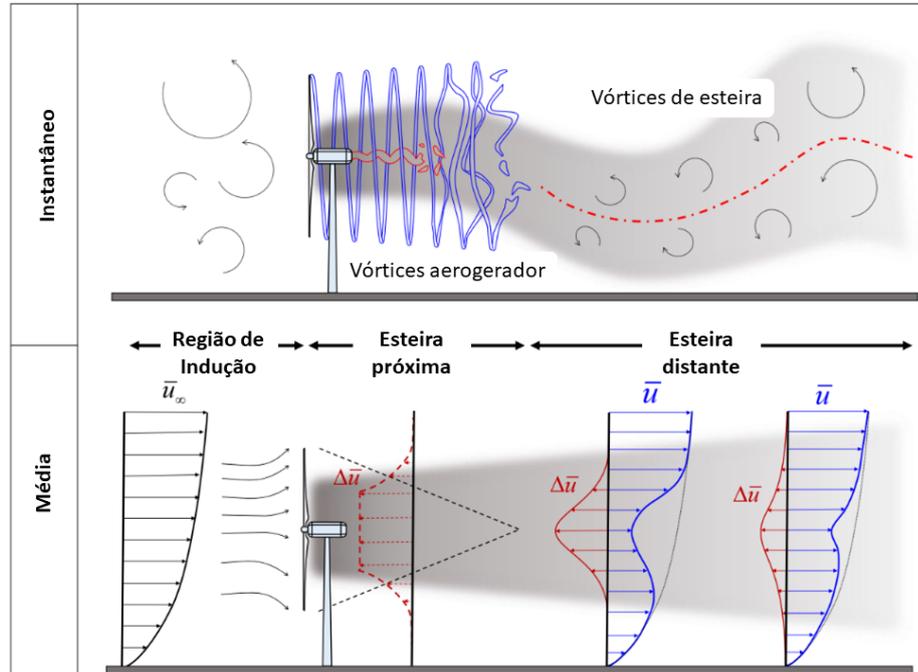


Figura 2.7 – Regiões de esteira resultantes da interação entre um aerogerador e a circulação do vento, com suas características instantâneas (superior) e médias no tempo (inferior). Fonte: PORTÉ-AGEL *et al.* (2020)

A esteira próxima é diretamente influenciada pela presença do aerogerador, de modo que características como o perfil da pá, do rotor e a geometria da nacele afetam o campo de escoamento nesta região (VERMEER *et al.*, 2003). Como resultado, essa zona é caracterizada por uma distribuição de fluxo complexa, tridimensional e heterogênea. Em contraste, a região da esteira distante é menos influenciada pelas características físicas da turbina eólica. Em vez disso, parâmetros como o coeficiente de tração e potência, e as condições da circulação do vento são suficientes para representar a distribuição média do perfil vertical do fluxo perturbado nessa região (PORTÉ-AGEL *et al.*, 2020).

Eventualmente, ao se afastar a jusante do parque eólico, a pressão estática na esteira retorna ao nível atmosférico, o perfil vertical do vento se recupera e o equilíbrio é alcançado, representando o fim da região de esteira distante (BARTHELMIE; PRYOR, 2013). No entanto, não é possível definir uma distância padrão para essa recuperação. Alguns estudos mostram que o impacto em projetos *offshore* pode se estender a $416D$, o equivalente a 50 km (PLATIS *et al.*, 2018) e até mesmo 100 km (STOELINGA *et al.*, 2022). A distinção no alcance desse efeito se dá principalmente por características como a rugosidade da superfície, o relevo e as condições atmosféricas (OPTIS, 2023).

No Brasil, a Resolução Normativa ANEEL nº 391 (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2009) define a região de interferência entre turbinas eólicas como a que dista de 20 vezes a

altura total do aerogerador, formada pela soma da altura do rotor com o comprimento da pá, considerando-se todas as direções do vento com frequência superior a 10%. O intuito dessa resolução é evitar que a implantação de novos parques eólicos cause efeitos prejudiciais em projetos já existentes.

2.4 Efeitos da Estabilidade Atmosférica

A estrutura e a recuperação da esteira de vento é impactada por fatores como a estabilidade térmica na CLA (OPTIS, 2023; PLATIS *et al.*, 2018; STOELINGA *et al.*, 2022). O efeito ocorre devido às mudanças no cisalhamento do vento e na intensidade da turbulência, como avaliado em experimentos em túneis de vento, observações de campo e simulações numéricas (MACHEFAUX *et al.*, 2016). Em condições convectivas da CM, a esteira de vento se recupera mais rápido se comparado com condições estáveis ou neutras (Figura 2.8) (PORTÉ-AGEL *et al.*, 2020). Essa diferença é causada principalmente devido à intensidade da turbulência ser relativamente maior na CM, o que promove maior mistura do fluxo, homogeneizando sua velocidade e acelerando o processo de recuperação da esteira de vento (PLATIS *et al.*, 2018).

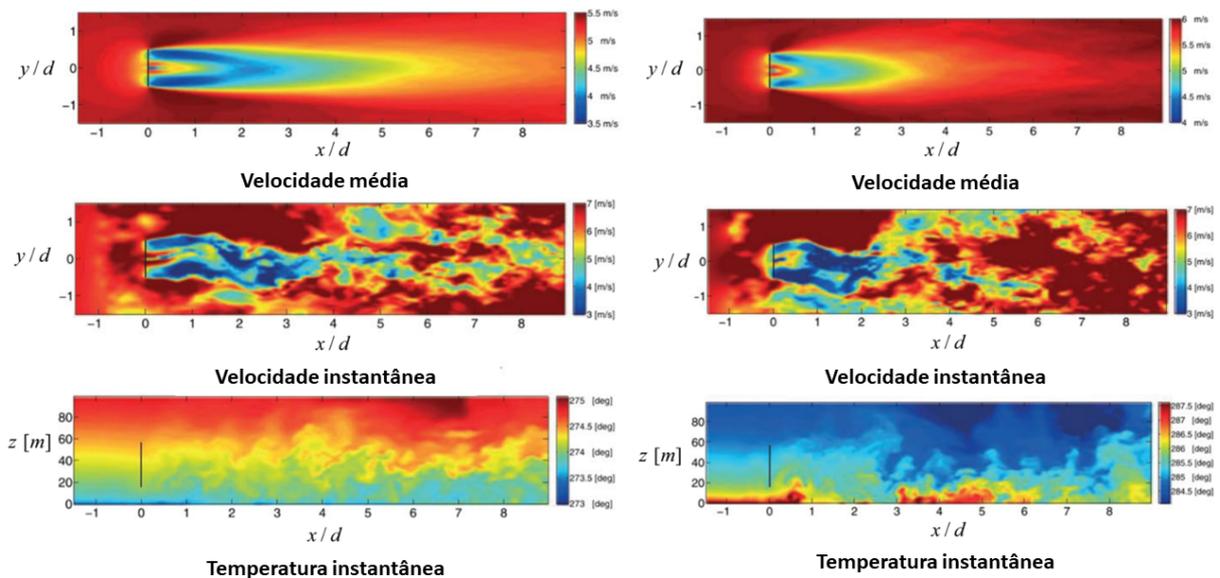


Figura 2.8 – Média de 10 minutos da velocidade média do vento (topo) e velocidade instantânea (meio) em um plano horizontal na altura do cubo. A porção inferior apresenta a temperatura instantânea em um plano vertical. O lado esquerdo está associado às condições atmosféricas muito estáveis, e o direito às condições instáveis. Fonte: Adaptado de MACHEFAUX *et al.* (2016)

No estudo de FITCH *et al.* (2012), os autores indentificaram que, em condições instáveis, houve recuperação para aproximadamente 98% da velocidade do vento livre a uma distância de 5 km a jusante dos aerogeradores. No entanto, em casos com a camada limite neutra, essa recuperação só ocorreu após 21 km. Além disso, o impacto da estabilidade nos parques eólicos pode ser observado ao se comparar o desempenho diurno, com maior intensidade turbulenta e instabilidade convectiva, e noturno, com menor intensidade turbulenta e condições estáveis estratificadas, o que acarreta em diferenças na taxa de recuperação das esteiras e no perfil vertical do vento (PORTÉ-AGEL *et al.*, 2020).

2.5 Efeitos do Relevo

Em regiões com terreno complexo, os efeitos da estabilidade atmosférica discutidos anteriormente podem não ser predominantes no desempenho dos aerogeradores. Utilizando dados de dois parques eólicos em Morrinhos, Brasil, RADÜNZ *et al.* (2021) observaram que as fileiras da frente desempenharam melhor do que as de trás durante o dia, enquanto o oposto ocorreu em horários noturnos. Isso aconteceu porque deve-se considerar a interação entre a estabilidade e os padrões de fluxo a barlavento e sotavento. Como ilustrado na Figura 2.9, há uma dissipação mais rápida da esteira durante condições instáveis, no entanto, a sotavento pode ocorrer uma separação do fluxo com recirculação. Assim, as linhas de corrente na fileira de trás ficam mais separadas, o que acarreta uma menor velocidade do vento e desempenho inferior em relação à fileira da frente. Em contraste, em condições com camada limite estável, as linhas de corrente tendem a permanecer próximas à curvatura do terreno e ficarem mais juntas e, com isso, o fluxo a sotavento pode ser fortalecido em conjunto com o efeito da circulação térmica local, acarretando maior geração dos aerogeradores posicionados nessa região. Já as condições neutras aparecem como um caso intermediário entre os dois.

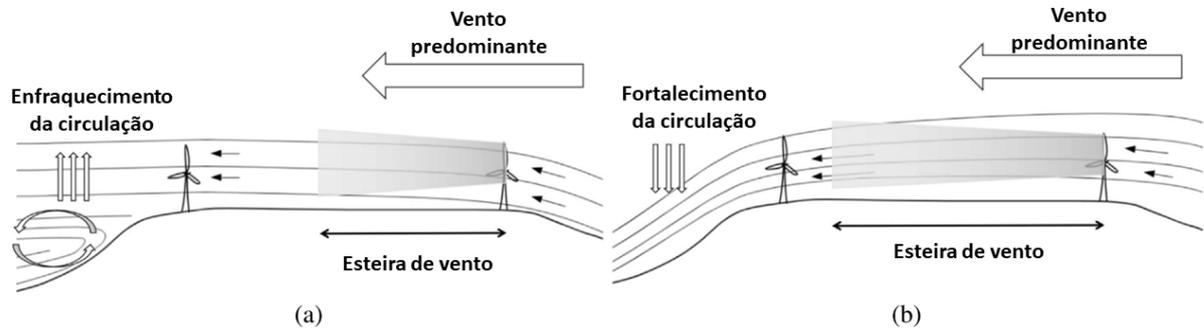


Figura 2.9 – Ilustração de padrões de fluxo instável durante o dia (a) e estável durante a noite (b). Fonte: Adaptado de RADÚNZ *et al.* (2021)

2.6 Modelos de esteira do vento

Considerando os aspectos citados nas seções anteriores, torna-se evidente de que o efeito de esteira deve ser estudado durante o desenvolvimento e a operação dos parques eólicos. Para isso, ao longo das últimas décadas foram utilizadas diferentes aproximações para estimar esse impacto. Inicialmente, surgiram os modelos analíticos como os de Jensen, N O (1983) e FRANDSEN *et al.* (2006). Essas aproximações consideram um déficit de velocidade que surge logo atrás do rotor do aerogerador utilizando como base o coeficiente de tração e uma constante empírica. A constante indica uma taxa linear de expansão da esteira com a distância, a qual considera os déficits de velocidades constante nessa região (Figura 2.10).

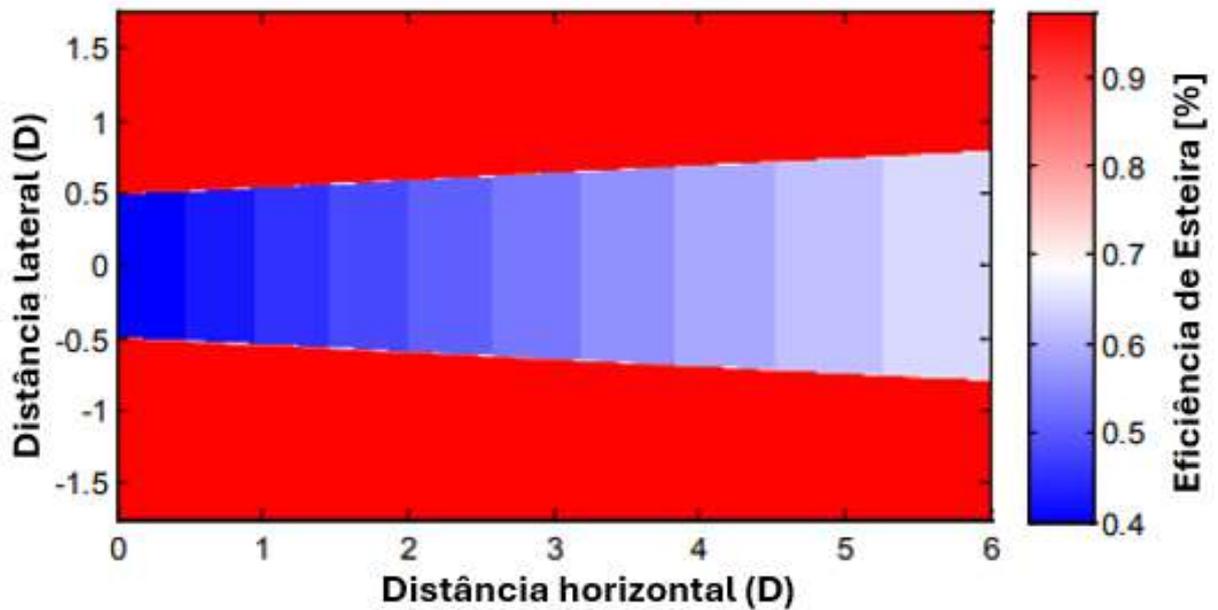


Figura 2.10 – Ilustração da região com déficit de velocidade causado pela esteira de vento ao utilizar modelos de Jensen, N O (1983) e FRANDSEN *et al.* (2006). Fonte: Adaptado de CHURCHFIELD (2014)

Outros desenvolvimentos como o de AINSLIE (1988) representam o déficit de velocidades causado pela esteira como uma curva gaussiana de, inicialmente, 2 diâmetros de rotor com seu pico alinhado com o eixo do rotor do aerogerador. Considerando ainda a turbulência ambiente, o déficit de velocidade é modificado com a distância ao misturar-se com o escoamento livre ao redor da área de influência da esteira (Figura 2.11).

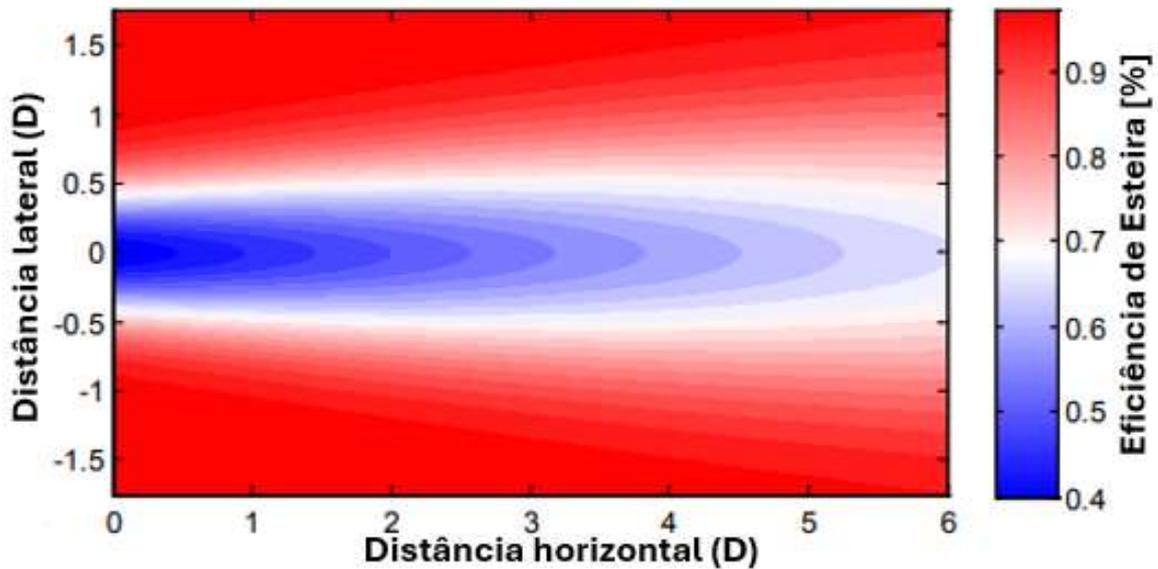


Figura 2.11 – Ilustração da região com déficit de velocidade causado pela esteira de vento ao utilizar modelos de AINSLIE (1988). Fonte: Adaptado de CHURCHFIELD (2014)

Para obter representações mais fidedignas, há os modelos obtidos em simulações CFD (SEDAGHATIZADEH *et al.*, 2018), os quais são capazes de reproduzir com alto detalhamento a estrutura das esteiras, como os valores instantâneos na Figura 2.8. No entanto, são cálculos que demandam alta capacidade computacional, não sendo práticos para usos rotineiros. Além disso, em grandes parques eólicos as perdas de esteira calculadas por tais modelos podem ser subestimadas em função deles não considerarem os efeitos da interação entre a atmosfera e os aerogeradores a qual é impactada por condições como gradientes horizontais e verticais de temperatura (FISCHEREIT *et al.*, 2022).

2.7 Modelagem Numérica da Atmosfera

A previsão numérica do tempo é uma importante ferramenta para setores como a geração de energia (GIEBEL; KARINIOTAKIS, 2017). Ela consiste em uma descrição físico-matemática do comportamento atmosférico, obtendo seu valor no futuro a partir de condições iniciais e de contorno. Os cálculos são feitos a partir da implementação de um conjunto de equações não

lineares que caracterizam o comportamento da atmosfera, conhecido como equações primitivas, por preverem variáveis fundamentais. Essas equações regem o movimento e as variações termodinâmicas que ocorrem na atmosfera, e são derivadas das leis de conservação de *momentum*, massa, energia e umidade. Adicionalmente, são utilizadas parametrizações, as quais podem ser definidas como uma aproximação física ou estatística de um processo físico por um ou mais termos conhecidos (STULL *et al.*, 2000). A modelagem numérica descreve a atmosfera dividindo-a em um número finito de pequenos volumes chamados células de grade, onde as equações governantes são calculadas e as variáveis são representadas pelo estado médio dentro das células de grades.

Para avaliar as interações e efeitos entre os aerogeradores e a atmosfera, seja em experimentos idealizados ou em estudos de casos reais, modelos numéricos de mesoescala que possuam PPEs podem ser adotados. Tais parametrizações representam a complexidade desses processos, sendo ferramentas importantes que requerem mais melhorias e pesquisas (PORTÉ-AGEL *et al.*, 2020). Ressalta-se que os esquemas físicos desenvolvidos até então não possuem o intuito de descrever com precisão as esteiras de vento geradas individualmente por cada aerogerador, mas sim o impacto acumulado de diversas turbinas eólicas contidas dentro de uma mesma célula de grade (SHEPHERD *et al.*, 2020).

2.7.1 Tipos de Parametrizações de Parques Eólicos

Na literatura atual, foram desenvolvidos dois diferentes métodos com o intuito de parametrizar nos modelos numéricos o efeito causado pelos parques eólicos. O primeiro é chamado de método implícito (KEITH *et al.*, 2004), onde o arrasto gerado pelas turbinas é dado por um incremento na rugosidade da superfície (Figura 2.12), com valores de comprimento de rugosidade variando entre 0,5 e 2,6 m nos estudos existentes (FISCHEREIT *et al.*, 2022). Embora esse método possa capturar a redução do fluxo ao redor do parque eólico, ele não considera com totalidade a natureza dessa desaceleração e não leva em conta que a superfície abaixo dos aerogeradores pode variar e ser de diferentes tipos, como oceanos e florestas.

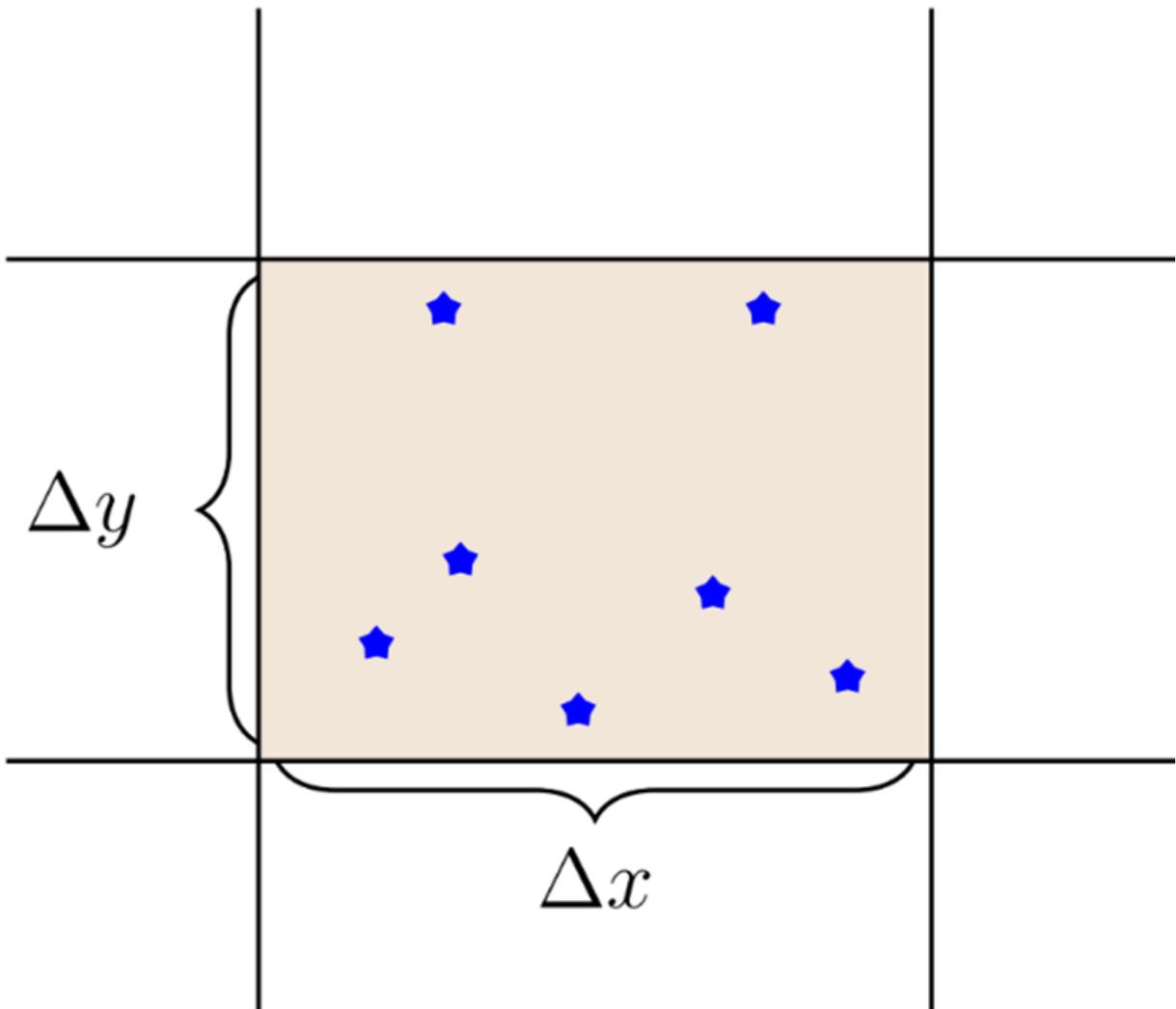


Figura 2.12 – Célula de grade horizontal de um modelo utilizando uma rugosidade de superfície diferente (marrom claro) para representar o efeito das turbinas eólicas (azul). Fonte: Adaptado de FISCHEREIT *et al.* (2022)

Para melhor capturar tal comportamento, foi desenvolvido o método explícito (BLAHAK *et al.*, 2010; FITCH *et al.*, 2012; VOLKER *et al.*, 2015), no qual a rugosidade da superfície é mantida inalterada, mas o efeito causado por todos os aerogeradores dentro de uma célula de grade (Figura 2.13a, em azul) é representado por um perfil vertical dissipador de *momentum* e, em algumas parametrizações, uma fonte de geração de TKE (ponto laranja na Figura 2.13a) (FITCH *et al.*, 2012). Além disso, a maioria das parametrizações possui a estrutura de uma força de empuxo atuando no disco do rotor da turbina em um determinado nível vertical (Figura 2.13b) (FISCHEREIT *et al.*, 2022).

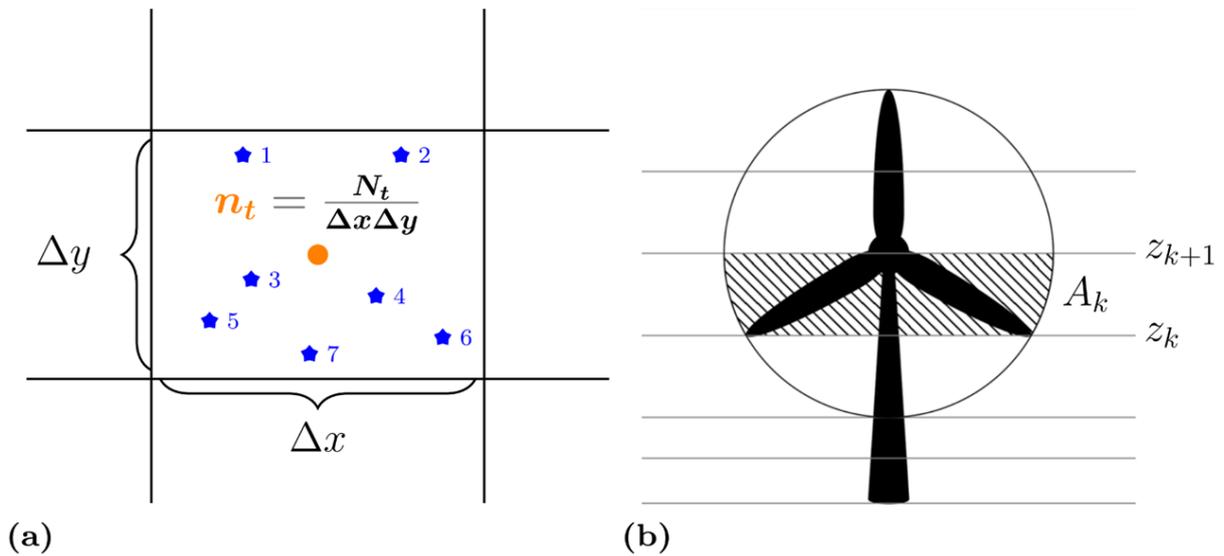


Figura 2.13 – Parametrizações explícitas em termos de a) Representação de uma célula de grade horizontal (linhas sólidas pretas) com resolução Δx e Δy , contendo um número N_t de turbinas (estrelas azuis), uma fonte de TKE (ponto laranja) e b) Representação de níveis verticais z_k do modelo, onde A_k é a área do rotor e onde a geração de energia será calculada. Fonte: FISCHEREIT *et al.* (2022)

Como pôde ser observado na Figura 2.13a, mais de uma turbina pode ser colocada em uma célula de grade. Essa quantidade é representada como uma densidade de aerogeradores (n_t), porém a velocidade do vento na escala subgrade em cada turbina é desconhecida. Por isso, as parametrizações existentes aplicam diferentes métodos para contabilizar esse efeito, mas a maioria utiliza como referência a velocidade horizontal da célula da grade nos níveis verticais do modelo ou na altura do rotor (FISCHEREIT *et al.*, 2022).

Além de diferenças na velocidade do vento utilizada, as parametrizações também divergem na fração de energia cinética que é extraída do escoamento, no coeficiente aplicado (C_t ou C_p), se o coeficiente é constante ou depende da velocidade do vento e se inclui perdas mecânicas (FISCHEREIT *et al.*, 2022). Apesar desses contrastes, os métodos atuais foram desenvolvidos baseando-se em pressupostos semelhantes para sua aplicação em modelos de mesoescala:

- As turbinas são orientadas perpendicularmente ao fluxo;
- O fluxo dentro da célula de grade é horizontalmente homogêneo;
- O efeito da torre da turbina é considerado muito menor do que o efeito do rotor, sendo ignorado;

- O espaçamento da célula de grade horizontal precisa ser de pelo menos 3–5 diâmetros do rotor.

Embora tais parametrizações possam ser incluídas em todos os modelos de mesoescala, a maioria dos estudos utiliza o modelo gratuito e de código aberto WRF, o qual já inclui a parametrização explícita desenvolvida por FITCH *et al.* (2012), disponível publicamente no WRF desde a versão 3.3 de abril de 2011. Após a PPE-Fitch, a *Explicit Wake Parametrization* (EWP) de VOLKER *et al.* (2015) é a segunda mais aplicada. A acessibilidade conveniente da PPE-Fitch não só aumenta o número de estudos, mas também leva a uma aplicação mais ampla em diferentes grupos de pesquisa e instituições. Porém, isso não significa necessariamente que esse seja o método ideal de parametrização dos efeitos do parque eólico (FISCHEREIT *et al.*, 2022).

2.7.2 Desenvolvimento da Parametrização Fitch de Parques Eólicos

FITCH *et al.* (2012) desenvolveram uma parametrização que expandiu o método de BLAHAK *et al.* (2010) ao representar os efeitos dos aerogeradores na atmosfera impondo um dissipador de *momentum* no fluxo médio dentro da área do rotor da turbina, transformando a Energia Cinética (EC) extraída em geração elétrica e TKE. Essa parametrização se propõe a melhorar as anteriores ao utilizar o Coeficiente de Tração (C_t) para representar a fração total de EC extraída da atmosfera e o arrasto causado pelos aerogeradores. O C_t e a potência gerada variam com a velocidade do vento (2.14) e dependem do modelo da turbina. Outros métodos anteriores basearam-se apenas no coeficiente de potência (C_p), no entanto, desta forma há uma subestimação do arrasto (FITCH, 2016). Como a fração de energia extraída pelas turbinas que não produz eletricidade é transformada em TKE, pressupõe-se que as perdas mecânicas e elétricas nas turbinas sejam mínimas.

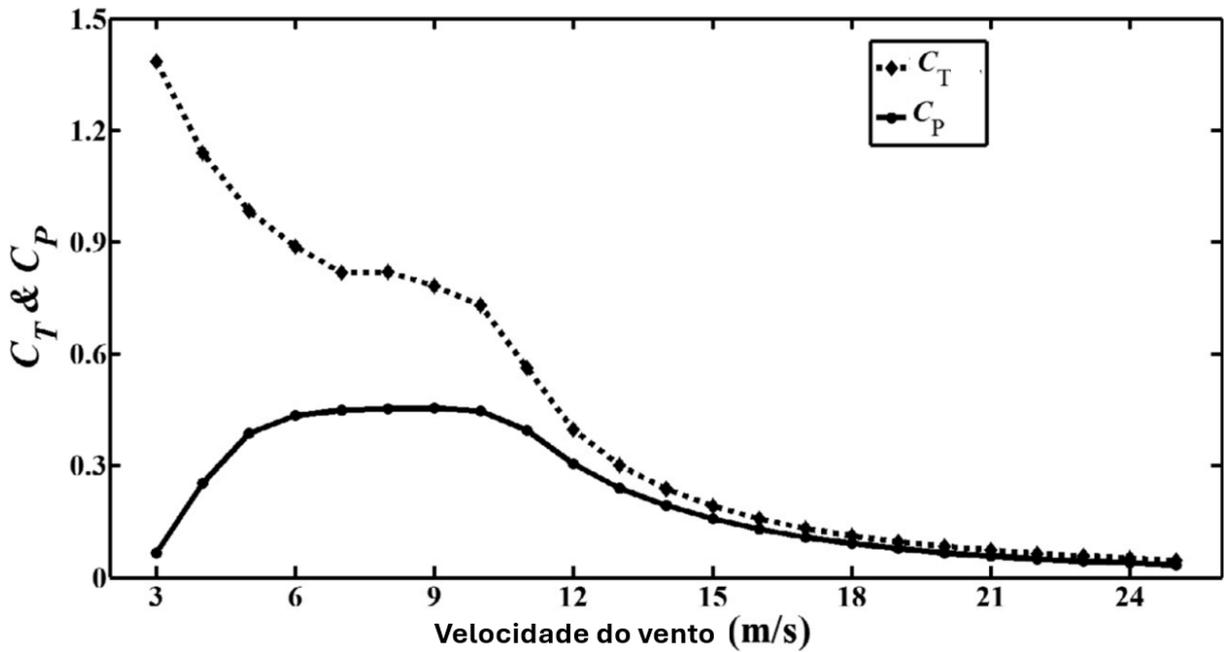


Figura 2.14 – Exemplo do comportamento das curvas dos coeficientes C_p e C_t com relação à velocidade do vento. Fonte: Adaptado de YUAN *et al.* (2017)

Do total de EC extraída da atmosfera, uma fração é convertida em energia elétrica. A energia restante que não é convertida em energia elétrica útil é consumida por perdas mecânicas e elétricas, bem como por arrasto improdutivo. É assumido que as perdas mecânicas e elétricas são desprezíveis, e que todo o arrasto não produtivo das pás da turbina produz TKE. A fração de energia convertida em TKE, chamada C_{TKE} , é calculada como $C_t - C_p$. A força de arrasto induzida por uma turbina eólica no fluxo é representada pela equação do arrasto:

$$F_{arrasto} = \frac{1}{2} C_t (|V|) \rho |V| V A \quad (2.2)$$

Na equação 2.2, V é o vetor de velocidade horizontal (considerado uniforme sobre a área do rotor), C_t é o coeficiente de tração da turbina (considerado independente da densidade do ar), ρ é a densidade do ar e A é a área da seção transversal do rotor. Para ρ é considerado o valor constante de $1,225 \frac{Kg}{m^3}$, assume-se que as turbinas são orientadas perpendicularmente ao fluxo e que o arrasto das pás não afeta a componente vertical da velocidade (w). A taxa de perda de energia cinética da atmosfera devido a um aerogerador é dado então por:

$$\frac{\partial EC_{arrasto}}{\partial t} = -\frac{1}{2} C_t (|V|) \rho |V|^3 A \quad (2.3)$$

Considerando que o perfil vertical do vento horizontal geralmente não é uniforme, ele deve ser integrado ao longo dos níveis que intersectam a área do rotor. Assim, equação anterior torna-se:

$$\frac{\partial EC_{arrasto}}{\partial t} = -\frac{1}{2} \int_{A_R} C_t(|V|)\rho |V|^3 dA \quad (2.4)$$

Como o espaçamento horizontal da grade pode ser maior que a distância entre duas turbinas, mais de um aerogerador pode ser localizado em uma célula de grade do modelo. Para levar isso em conta, uma densidade horizontal de turbinas é definida por N_t^{ij} , onde i e j são os índices da célula de grade do modelo nas direções zonal e meridional, respectivamente. A força de arrasto das turbinas eólicas pode então ser obtida integrando a área horizontal da grade:

$$\begin{aligned} \frac{\partial EC_{arrasto}^{ij}}{\partial t} &= -\frac{1}{2} \int_{\Delta x} \int_{\Delta y} N_t^{ij} \left[\int_{A_R} C_t(|V|)\rho |V|^3 dA \right] dy dx \\ &= -\frac{1}{2} N_t^{ij} \Delta x \Delta y \left[\int_{A_R} C_t(|V|)\rho |V|^3 dA \right] \end{aligned} \quad (2.5)$$

Na equação 2.5, Δx e Δy são a resolução horizontal na direção zonal e meridional, respectivamente. Ressalta-se que esta parametrização não leva em conta os efeitos de esteira do vento entre as turbinas contidas em uma mesma célula da grade, apenas entre as adjacentes (FITCH *et al.*, 2012). A integral do lado direito pode ser reescrita em termos de índices de grade do modelo i, j, k correspondentes às direções das coordenadas cartesianas x, y, z. Além disso, a força de arrasto é aplicada apenas nos níveis verticais que contém as pás do aerogerador. Assim, a taxa de perda de energia cinética na célula da grade i, j e no nível vertical k do modelo é então dado por:

$$\frac{\partial EC_{arrasto}^{ijk}}{\partial t} = -\frac{1}{2} N_t^{ij} \Delta x \Delta y C_t(|V|_{ijk}) \rho_{ijk} |V|_{ijk}^3 A_{ijk} \quad (2.6)$$

Na equação 2.6, A_{ijk} é a área da seção transversal do rotor, limitada pelos níveis verticais k, k+1 do modelo nas coordenadas da grade i, j. A perda de energia cinética devido às turbinas eólicas nas coordenadas de grade i, j, k deve ser retirada do total daquela célula. A variação da EC em uma grade é então dada por:

$$\frac{\partial EC_{grade}^{ijk}}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial t} \int_{\Delta x} \int_{\Delta y} \int_{\Delta z} \frac{\rho_{ijk}}{2} (u_{ijk}^2 + v_{ijk}^2 + w_{ijk}^2) dz dy dx \quad (2.7)$$

Na equação 2.7, $\Delta z = z_{k+1} - z_k$, onde z_k é a altura do modelo no nível k. Como considera-se que apenas a componente horizontal do vento é afetada pelo arrasto do aerogerador, a equação torna-se:

$$\begin{aligned} \frac{\partial EC_{grade}^{ijk}}{\partial t} &= \frac{\partial}{\partial t} \frac{\rho_{ijk} |V|_{ijk}^2}{2} (z_{k+1} - z_k) \Delta x \Delta y \\ &= \rho_{ijk} |V|_{ijk} \frac{\partial |V|_{ijk}}{\partial t} (z_{k+1} - z_k) \Delta x \Delta y \end{aligned} \quad (2.8)$$

A taxa de variação da energia cinética nas coordenadas da grade i, j, k é igual à taxa de perda de energia cinética devido às turbinas eólicas contidas naquela célula de grade. Equacionando a variação da EC pelo arrasto com a EC total da grade, resulta-se no termo de tendência do *momentum*:

$$\frac{\partial |V|_{ijk}}{\partial t} = - \frac{\frac{1}{2} N_t^{ij} C_t (|V|_{ijk}) |V|_{ijk}^2 A_{ijk}}{(z_{k+1} - z_k)} \quad (2.9)$$

A equação acima pode ser expressa na forma de componentes, resultando nos termos de tendência do *momentum* horizontal:

$$\frac{\partial |u|_{ijk}}{\partial t} = \frac{u_{ijk}}{|V|_{ijk}} \frac{\partial |V|_{ijk}}{\partial t} \quad (2.10)$$

$$\frac{\partial |v|_{ijk}}{\partial t} = \frac{v_{ijk}}{|V|_{ijk}} \frac{\partial |V|_{ijk}}{\partial t} \quad (2.11)$$

Assim, a potência extraída pelas turbinas que é convertida em energia elétrica útil é dada pela Equação 2.12:

$$\frac{\partial P_{ijk}}{\partial t} = \frac{\frac{1}{2} N_t^{ij} C_p (|V|_{ijk}) |V|_{ijk}^3 A_{ijk}}{(z_{k+1} - z_k)} \quad (2.12)$$

E a potência extraída que não gera energia elétrica e produz TKE é dada pela Equação 2.13:

$$\frac{\partial TKE_{ijk}}{\partial t} = \frac{\frac{1}{2} N_t^{ij} C_{TKE} (|V|_{ijk}) |V|_{ijk}^3 A_{ijk}}{(z_{k+1} - z_k)} \quad (2.13)$$

FITCH (2016) ressalta que, para simulações com espaçamento horizontal menores do que 1 km, os efeitos da região da esteira próxima tornam-se importantes de serem simulados, tornando-se necessário representar a rotação das pás da turbina. Porém, com as informações

utilizadas pela PPE-Fitch, o foco é representar a região da esteira distante, a qual corresponderá geralmente a uma distância igual ou maior a 4-5D (PORTÉ-AGEL *et al.*, 2011). Portanto, não é recomendado que a resolução horizontal utilizada seja menor do que 5D. Assim, caso seja simulado um parque eólico com aerogeradores com diâmetro do rotor de 100 m, a máxima resolução horizontal recomendada será de 500 m.

Além disso, FITCH *et al.* (2012) indicaram que a turbulência gerada pela PPE-Fitch poderia ser maior do que a real. Esse efeito foi investigado em ARCHER *et al.* (2020) e os autores recomendaram uma correção do parâmetro C_{TKE} para 25% de seu valor originalmente calculado. Esse ajuste está presente no modelo WRF desde a versão 4.2.1 e ainda deve ser alvo de maiores validações.

2.7.3 Aplicações da PPE-Fitch

Com o desenvolvimento da PPE-Fitch e sua implementação no modelo WRF, tornou-se possível a realização de diversos estudos que buscaram avaliar o seu desempenho em temas como os impactos na velocidade do vento, na temperatura em superfície, na TKE e na geração de energia (FISCHEREIT *et al.*, 2022).

FITCH *et al.* (2013) simularam, para um período de dois dias, os impactos causados por um parque eólico hipotético com 100 aerogeradores com altura do rotor de 100 m e diâmetro de 126 m na região do Kansas, Estados Unidos. No período diurno, foi verificada uma redução máxima de 10% na intensidade do vento no nível do rotor a jusante do parque eólico, e, durante a noite, uma redução de 30%. Ainda, em períodos noturnos, houve persistência de um déficit de 10% na velocidade do vento a uma distância de 476 D, o equivalente a 60 km, a jusante do parque eólico. Durante o período diurno, houve aumento da TKE na CLA, com acréscimo máximo de 33% no valor na metade superior do nível do rotor do aerogerador. Durante a noite, o aumento na TKE foi ainda maior, o que acarretou em um aumento de 145 m na espessura da camada limite noturna, variação que foi negligenciável no período diurno.

O trabalho de LEE; LUNDQUIST (2017) realizou previsões utilizando a PPE-Fitch para verificar a sensibilidade às configurações do modelo WRF. Foi simulado um período de 4 dias, cada um separadamente, utilizando configurações com resoluções verticais de 12 e 22 m próximas à superfície, e resolução horizontal de 9, 3 e 1 km. Os resultados foram comparados com dados de geração de um parque eólico com 200 aerogeradores com altura do rotor de

80 m e localizados no centro do estado de Iowa, Estados Unidos. Além disso, também foi verificada a diferença entre utilizar como condição de contorno os dados da reanálise ERA-interim e as previsões do *Global Forecast System* (GFS), com resolução de $0,5^\circ$. Ambas as condições de contorno foram capazes de produzir simulações próximas às condições observadas de vento e geração de energia, e a configuração com maior resolução vertical obteve os melhores resultados. Por isso, esse fator foi ressaltado como mais crucial do que a escolha das condições de contorno. Além disso, foi identificado uma superestimação dos efeitos da esteira e, portanto, uma subestimação da produção de energia durante condições de alta velocidade do vento, alta estabilidade e baixa turbulência. No entanto, os autores avaliaram que a simulação permitiu uma previsão de energia mais precisa do que quando a parametrização não é considerada.

YUAN *et al.* (2017) realizaram simulações para um parque eólico no interior da Mongólia com 33 aerogeradores com altura do rotor de 70 metros. Foram simulados 8 dias, utilizando como condição inicial e de contorno os dados do *National Center for Environmental Prediction Final Analysis* (NCEP-FNL), e resoluções horizontais de 1 km, 500 m e 200 m. Foi verificado que os efeitos causados pelos aerogeradores ocorreram principalmente nas alturas do rotor e nas regiões a jusante do parque eólico, dentro de um distanciamento de 10 km. Além disso, o estudo verificou déficits de velocidade do vento na ordem de 2% em uma distância de até 233 D, o equivalente a 18 km. Para áreas pouco afetadas por esteira de vento, refinar a resolução horizontal para menos de 1 km não melhorou a precisão da simulação.

SHEPHERD *et al.* (2020) compararam simulações feitas com a PPE-Fitch e a EWP por meio de uma simulação do ano de 2008 considerando todos os parques eólicos em operação em IOWA, Estados Unidos. Foram utilizadas condições de contorno da reanálise ERA-Interim e domínios com resolução horizontal de 12 e 4 km. Próximo dos aerogeradores, a PPE-Fitch produziu efeitos de esteira do vento mais fortes e extensos do que a EWP, mas as diferenças não foram significativas em distâncias mais afastadas dos parques e os resultados variam em diferentes condições atmosféricas. Pela ausência de experimentos de campos para validar os resultados, não foi apontado pelo trabalho qual parametrização é melhor no geral.

TOMASZEWSKI; LUNDQUIST (2020) avaliaram a sensibilidade da esteira do vento simulada em função das configurações escolhidas no modelo WRF. Para isso, foram simulados, individualmente, 3 dias em um parque localizado na região de Iowa, Estados Unidos, com aerogeradores possuindo altura do rotor de 80 m e diâmetro do rotor de 77 m. Os autores verificaram que as esteira de vento simuladas são mais sensíveis à resolução horizontal, com os domínios de resolução de 3 e 1 km representando melhor esse efeito. Já os domínios espaçamento

horizontal de 9 km ou mais obtiveram efeitos mais brandos. Ainda, foi concluído que, para uma representação mais precisa dos impactos das esteiras na temperatura em superfície, uma resolução vertical de 10 m obteve os melhores resultados.

OPTIS (2023) avaliou o desempenho da PPE-Fitch em parques eólicos na região central dos Estados Unidos utilizando simulações com resolução horizontal de 3 km. De forma geral, os resultados dos déficits de velocidade causados pela esteira de vento entre os parques ficaram aderentes com os observados por dados de torres anemométricas. Ao verificar os resultados em função da condição de estabilidade térmica, as perdas de esteira foram subestimadas em condições estáveis e superestimadas em condições instáveis.

STOELINGA *et al.* (2022) avaliaram o alcance das esteiras de vento em distâncias acima de 50 D, com ênfase em verificar a tendência dos modelos de CFD em subestimar a intensidade e o alcance das perdas de esteiras causada em outros parques eólicos dependendo das condições atmosféricas. Para isso, foram avaliados três estudos de casos, dois em projetos localizados na região central dos Estados Unidos, e um em uma área offshore em Nova Iorque. Foi utilizada resolução horizontal de 1 km e dados de contorno da reanálise ERA5 (HERSBACH *et al.*, 2020). As simulações com a PPE-Fitch produziram déficits de esteira mais próximos dos dados observados. Em contraste, os modelos CFDs utilizados subestimaram as perdas. O estudo ainda apresentou um cenário teste considerando um parque offshore, com simulações que produziram esteiras com perdas de 7% na velocidade do vento estendendo-se por uma distância de 416 D, o equivalente a 100 km.

No Brasil, o trabalho de STÜKER *et al.* (2020) simulou o ano de 2008 para um parque eólico idealizado com 100 aerogeradores instalados em 120 m de altura e diâmetro de rotor de 125 m, para analisar a influência do projeto no escoamento atmosférico dentro da CLA. Foi verificado que houve impacto na velocidade do vento de acordo com o esperado, porém, os resultados de temperatura e turbulência ficaram em desacordo com outros estudos da literatura. Os autores citam que isso pode ter acontecido em razão da parametrização da CLA utilizada por eles. De fato, nesse trabalho foi utilizada a parametrização *Yonsei University Scheme* (YSU) (HONG *et al.*, 2006), no entanto, para seguir a metodologia de FITCH *et al.* (2012), como parametrização da CLA deve-se utilizar a *Mellor–Yamada–Nakanishi–Niino 2.5* (MYNN 2.5) de NAKANISHI; NIINO (2009), o que torna os resultados obtidos não válidos em termos da avaliação do desempenho da PPE-Fitch.

3 DADOS E MÉTODO

Este capítulo apresenta a área de estudo selecionada, indica os dados que foram utilizados e explica os métodos adotados para a realização deste trabalho.

3.1 Área de Estudo

No Brasil, a região Nordeste concentra a maioria dos parques eólicos do país em função das condições favoráveis para a geração (BEZERRA, 2021), conforme ilustrado no Atlas do potencial eólico brasileiro (Figura 3.1). No Nordeste, a Bahia é um dos destaques do setor eólico pelo fato do interior do estado possuir áreas com velocidades médias anuais de aproximadamente 9 m/s. Assim, em 2021 a Bahia foi a segunda colocada no *ranking* de capacidade eólica instalada, com 5,26 GW adicionados, e em 2022 foi o estado brasileiro que mais produziu energia por fonte eólica (ABEEOLICA, 2023). Atualmente, a Bahia possui aproximadamente 32% de toda a capacidade eólica instalada no Brasil (Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2024).

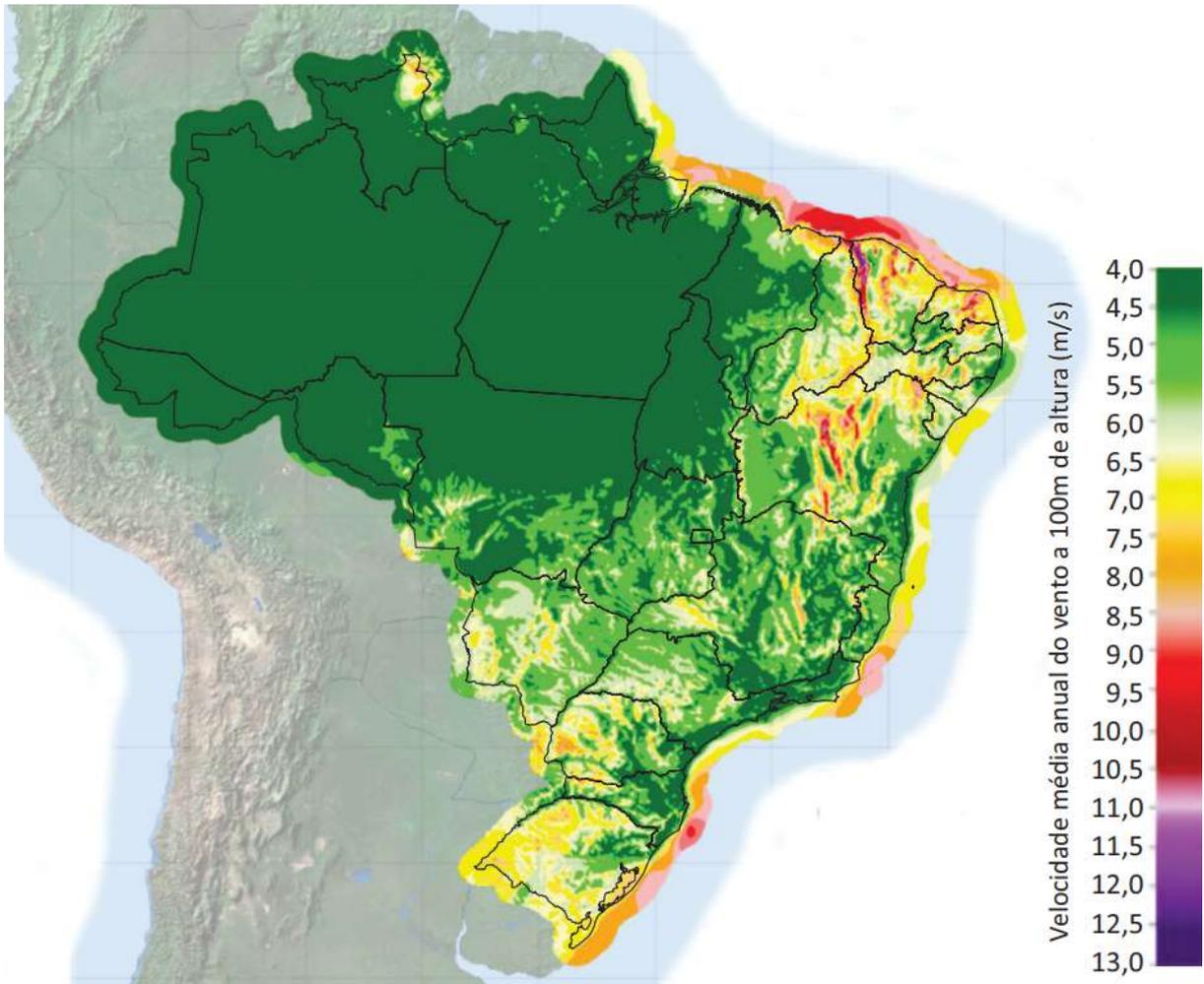


Figura 3.1 – Atlas do potencial eólico brasileiro a 100 metros de altura. Cores em tom de amarelo e vermelho indicam maiores velocidades médias. Fonte: BEZERRA (2021)

Nesse contexto, o parque eólico utilizado neste estudo está localizado no interior da Bahia, em uma área de planalto com elevação variando entre 900 e 1000 metros acima do nível do mar. O projeto possui 95 aerogeradores distribuídos em quatro fileiras alinhadas aproximadamente perpendiculares à direção predominante do vento. As características da área de estudo são ilustradas na Figura 3.2, e as informações do modelo de aerogerador são apresentadas na Tabela 3.1.

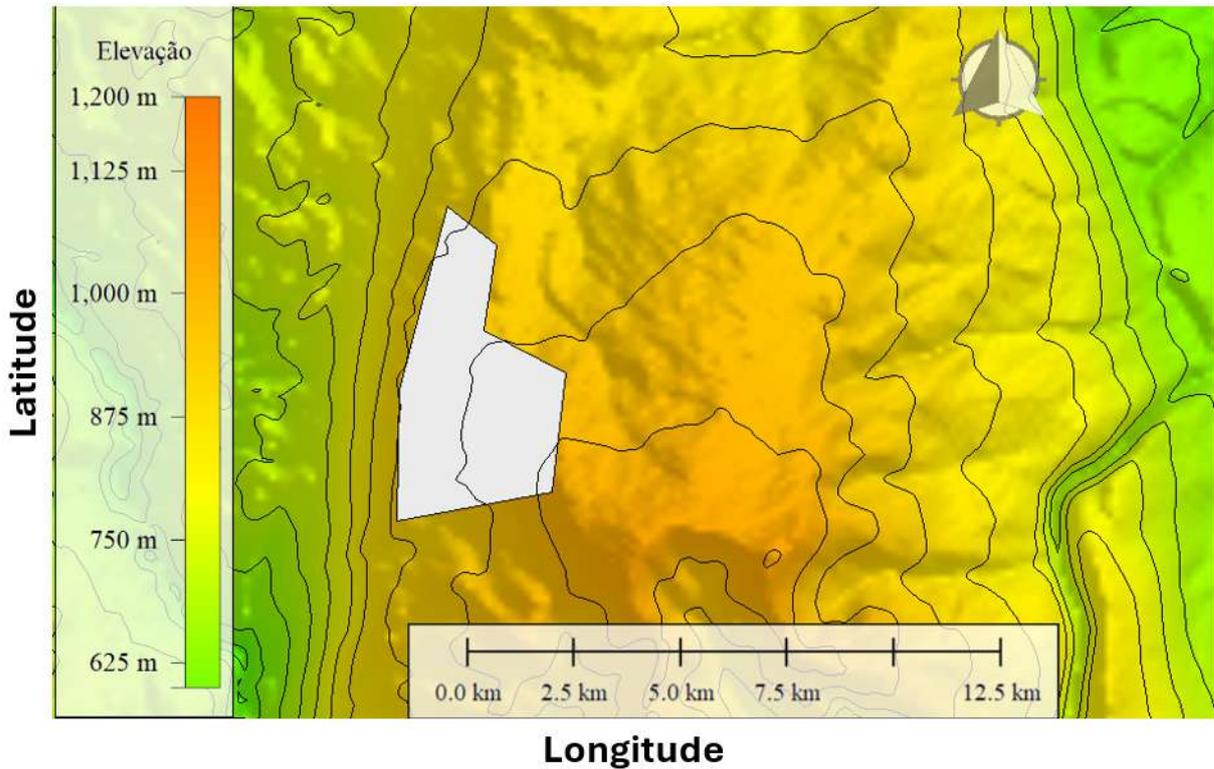


Figura 3.2 – Área de estudo, com a localização do parque eólico representada pelo polígono preenchido em cinza. A escala de cores indica a elevação em metros, sendo também representada por isolinhas em intervalos de 50 m. As coordenadas e a posição dos aerogeradores não são apresentadas para preservar a localização do projeto.

Tabela 3.1 – Informações do modelo de aerogerador.

Altura do Rotor	Diâmetro do Rotor
98 metros	92 metros

O regime de grande escala que controla a circulação na área é regido pelo Anticiclone Subtropical do Atlântico Sul (ASAS), possuindo ventos com direção predominantemente entre leste e sudeste. Ao longo do ano, o ASAS se expande zonalmente e se desloca meridionalmente, possuindo intensidade máxima nos meses de inverno do Hemisfério Sul e mínima nos meses de verão (CAVALCANTI, 2016). Além disso, o escoamento pode ser perturbado por fatores como a passagem de frentes frias, a formação da Zona de Convergência do Atlântico Sul (ZCAS) e sistemas de mesoescala.

Localmente, as chapadas no interior da Bahia são influenciadas por circulações de mesoescala oriundas dos gradientes térmicos nos morros, platôs e declives (RADÜNZ *et al.*, 2021), a qual é impactada pela estabilidade atmosférica (Seção 2.5) e presença de jatos noturnos de baixos níveis (de Jong *et al.*, 2017), resultando em um contraste entre a geração no período

diurno e noturno. Durante o dia, há o aquecimento da superfície e formação de movimentos turbulentos que promovem maior mistura do ar, homogeneizando a velocidade do vento. No período noturno, ocorre o resfriamento da superfície, gerando maior cisalhamento do vento e conseqüente aumento da velocidade com a altura, sendo o período do dia com a maior geração de energia.

3.2 Dados

Para validar as simulações realizadas neste estudo, foram utilizados dados reais de geração de energia do parque eólico e observações feitas por duas torres anemométricas instaladas na área de estudo (Figura 3.3). A primeira, denominada Torre 1 (triângulo laranja), está localizada à montante do projeto, servindo como referência para analisar as simulações em um ponto antes do escoamento ser afetado pela presença dos aerogeradores. Já a segunda torre, chamada Torre 2 (triângulo vermelho), localiza-se entre a penúltima e última fileira de turbinas do parque eólico, estando assim em uma posição impactada pela esteira de vento do local.

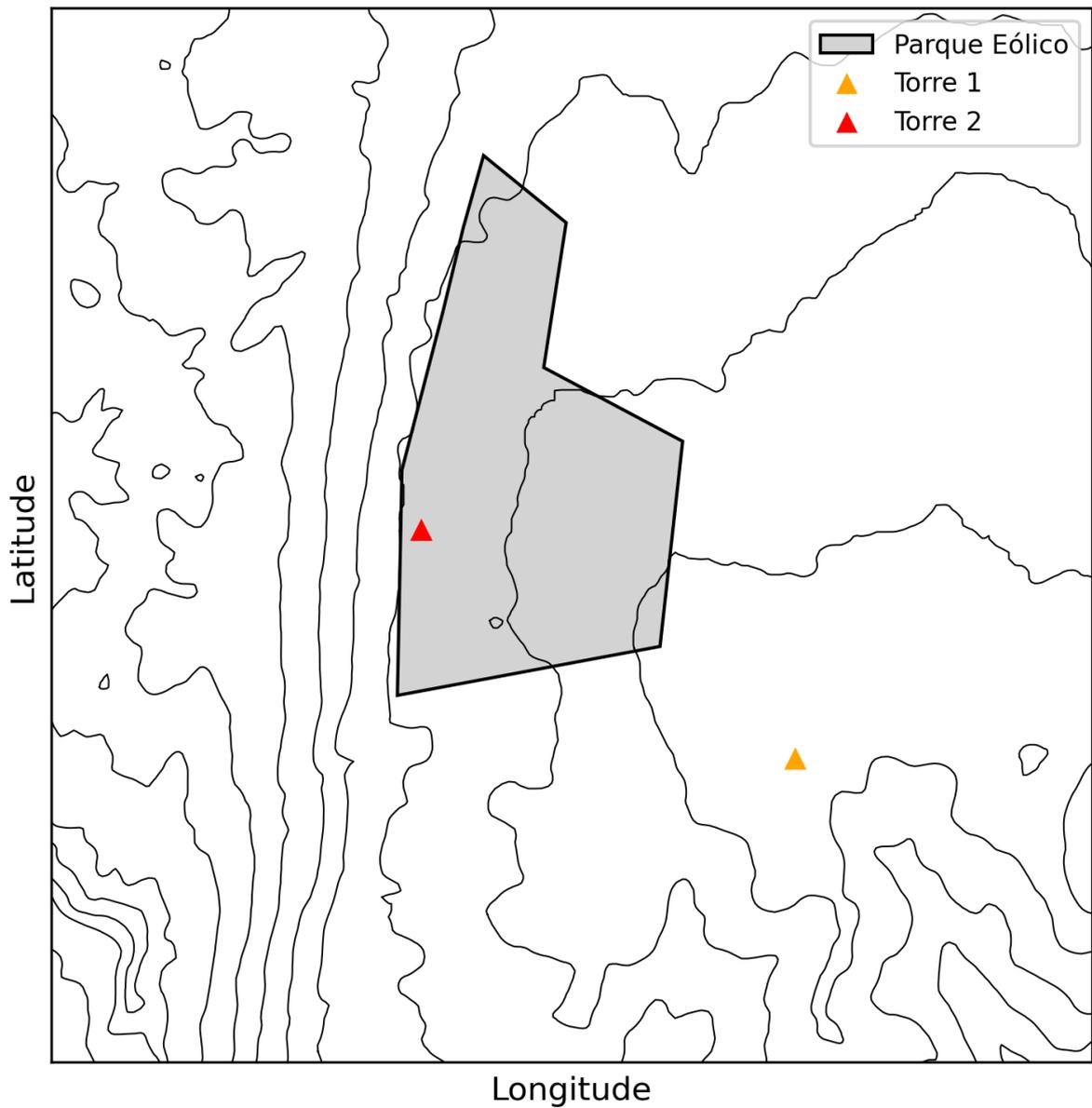


Figura 3.3 – Localização da Torre 1 (triângulo laranja) e Torre 2 (triângulo vermelho) na área do parque eólico (polígono). Os contornos indicam a elevação do local em intervalos de 50 metros.

Ambas as torres possuem sensores de direção e velocidade do vento em 2 alturas, além de sensores de temperatura e pressão. As velocidades são medidas por anemômetros de copo e os dados armazenados possuem frequência de 10 min, registrando os valores médios, máximos, mínimos e o desvio padrão. As análises desse estudo foram focadas apenas para as maiores alturas de medição das torres, sendo 80 metros para a Torre 1 e 98 metros para a Torre 2, correspondente à altura do rotor do aerogerador.

3.3 Metodologia

3.3.1 Configuração do Modelo WRF

Para realizar as simulações, foi utilizado o modelo numérico de mesoescala WRF (SKAMAROCK, 2008), uma ferramenta pública e gratuita difundida globalmente e desenvolvida com a colaboração de diversos centros de pesquisa, como: NCAR (*National Center for Atmospheric Research*), NCEP (*National Centers for Environmental Prediction*), MMM (*Mesoscale and Microscale Meteorology*), NOAA (*National Oceanic and Atmospheric Administration's*), FSL (*Forecast Systems Laboratory*), AFWA (*Air Force Weather Agency*), NRL (*Naval Research Laboratory*), Universidade de Oklahoma, e FAA (*Federal Aviation Administration*). A versão do WRF utilizada neste estudo foi a 4.3.

Foram configurados três domínios centralizados na área de estudo, denominados WRF-9km, WRF-3km e WRF-1km, utilizando configuração de interação entre grades *two-way*. O WRF-9km possui resolução horizontal de 9 km e 124x124 pontos de grade nas direções norte/sul e leste/oeste, o WRF-3km possui 3 km de resolução horizontal e 112x112 pontos de grade na horizontal, e o WRF-1km possui resolução horizontal de 1 km com 100x100 pontos de grade horizontais (Figura 3.4). As simulações foram realizadas em um computador com memória RAM de 15 GB e processador Intel(R) Core(TM) i7-4770 CPU, com 4 núcleos e frequência de 3.40 GHz.

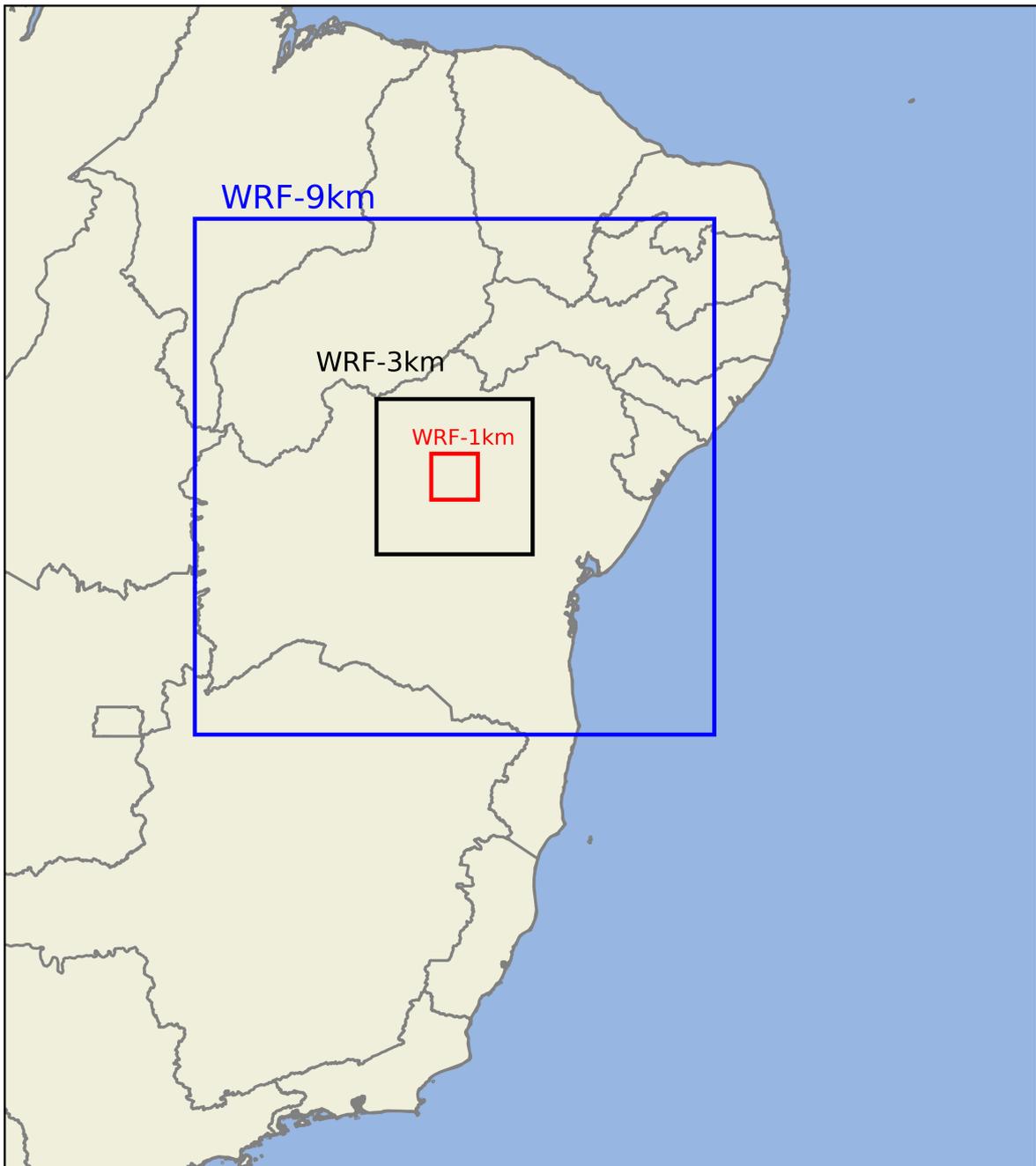


Figura 3.4 – Áreas dos domínios utilizados no estudo. Em azul, o domínio com resolução horizontal de 9 km (WRF-9km). Em preto, o domínio com resolução horizontal de 3 km (WRF-3km). Em vermelho, o domínio com resolução horizontal de 1 km (WRF-1km).

Os três domínios foram configurados para possuírem 61 níveis verticais até o topo do modelo em 50 hPa. Destes, 33 estão nos primeiros 2 km de altura, com 11 deles intersectando a área do disco rotor do aerogerador (Figura 3.5), o que resulta em uma resolução vertical de aproximadamente 8 metros nesta região. Se esse ajuste não fosse realizado, na configuração padrão do WRF haveria 11 níveis nos primeiros 2 km da atmosfera, com apenas 1 intersectando o disco rotor. Estudos como o de FITCH *et al.* (2012) e LEE; LUNDQUIST (2017) configuraram

o modelo de forma a terem, respectivamente, 8 e 6 níveis verticais nessa região, com resoluções verticais variando entre 22 e 12 metros, sendo a configuração com 12 metros a que apresentou melhores resultados. Ainda, TOMASZEWSKI; LUNDQUIST (2020) citam que resoluções horizontais de 3 km ou 1 km combinadas com uma resolução vertical de 10 m fornecem a representação mais precisa dos efeitos de esteira do vento nos parques eólicos.

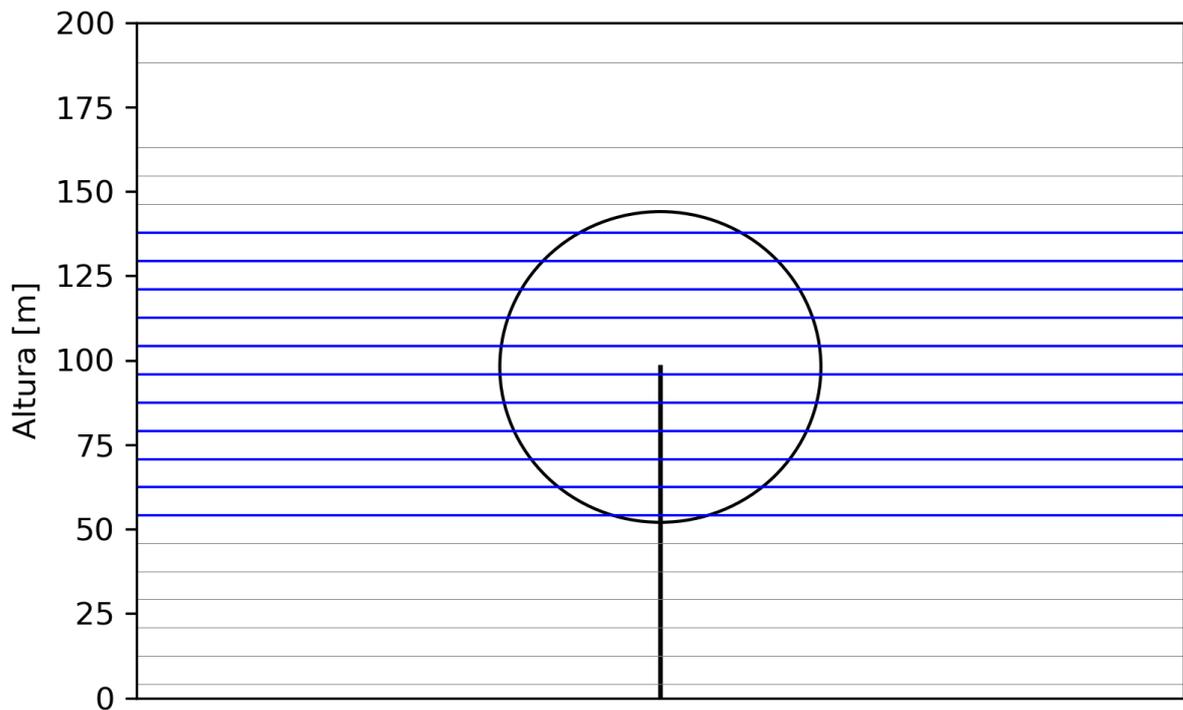


Figura 3.5 – Ilustração dos níveis verticais do modelo nos primeiros 200 metros de altura. Em azul, os níveis que intersectam a área de varredura do rotor do aerogerador

A topografia padrão utilizada no modelo WRF é a *U.S. Geological Survey* (USGS) (United States Geological Survey (USGS), 2024), a qual possui resolução horizontal de 30'' (aproximadamente 0,9 km). Em função da característica onde a área de estudo está localizada (Figura 3.2), foi testado o uso da topografia do *Shuttle Radar Topography Mission* (SRTM3) (RODRIGUEZ *et al.*, 2005) com resolução horizontal de 3'' (aproximadamente 90 m) para verificar se haveria benefício nos resultados, conforme sugerido em trabalhos como LUPASCU *et al.* (2015) e PULIAFITO *et al.* (2015). A alteração se mostrou benéfica e foi então mantida no WRF-1km, mas não causou mudanças significativas nos domínios WRF-9km e WRF-3km, os quais permaneceram com a topografia USGS.

Para a definição das parametrizações físicas do modelo, utilizou-se como ponto de partida o conjunto denominado Tropical. Essa opção está disponível para uso no *namelist* do WRF e

foi criada com foco na previsão de convecção na região do tropical. As parametrizações que compõem o conjunto são apresentadas na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 – Parametrizações físicas do conjunto Tropical.

Parametrização	Esquema	Referência
Microfísica	WRF Single-moment 6	HONG (2006)
Cumulus	New Tiedtke	ZHANG; WANG (2017)
Radiação de Onda Longa	RRTMG	IACONO <i>et al.</i> (2008)
Radiação de Onda Curta	RRTMG	IACONO <i>et al.</i> (2008)
Camada Limite	YSU	HONG <i>et al.</i> (2006)
Camada de superfície	MM5 Similarity Scheme	BELJAARS (1995)
Modelo solo superfície	Noah LSM	TEWARI <i>et al.</i> (2004)

No entanto, durante o desenvolvimento deste estudo, algumas modificações foram feitas:

1. Para seguir a metodologia adotada por FITCH *et al.* (2012), a parametrização da CLA foi alterada para a MYNN 2.5 (NAKANISHI; NIINO, 2009). O uso da MYNN 2.5 é necessário por ser, até o momento, a única parametrização que gera advecção de TKE, a qual é utilizada em conjunto com a WFP.
2. A parametrização *Cumulus* foi alterada para a de Grell-Freitas (GRELL; FREITAS, 2014) com base em bibliografias para regiões próximas da área de estudo (GARCIA *et al.*, 2023; JUNIOR, 2021). Essa parametrização só foi utilizada no domínio WRF-9km, sendo desligada no WRF-3km e WRF-1km (WEISMAN *et al.*, 1997).
3. A parametrização da camada de superfície foi atualizada para a REVISED MM5 (JIMÉNEZ *et al.*, 2012).
4. O modelo solo-superfície foi alterado para o NOAH MP (NIU *et al.*, 2011). Essa alteração foi realizada após testes de sensibilidade com dados observados mostrarem melhor desempenho.

Exceto o item 1, o qual seria obrigatório para a realização do estudo, todas as demais alterações foram testadas antes da decisão e se mostraram benéficas. Assim, o conjunto final de parametrizações físicas utilizadas neste estudo é apresentado na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 – Conjunto de parametrizações físicas utilizadas no estudo.

Parametrização	Esquema Utilizado	Referência
Microfísica	WRF Single-moment 6	HONG (2006)
Cumulus	Grell-Freitas	GRELL; FREITAS (2014)
Radiação de Onda Longa	RRTMG	IACONO <i>et al.</i> (2008)
Radiação de Onda Curta	RRTMG	IACONO <i>et al.</i> (2008)
Camada Limite	MYNN 2.5	NAKANISHI; NIINO (2009)
Camada de superfície	Revised MM5	JIMÉNEZ <i>et al.</i> (2012)
Modelo solo superfície	Noah MP	NIU <i>et al.</i> (2011)

Para as condições iniciais e de contorno das simulações, foram utilizadas as previsões do GFS (National Centers for Environmental Prediction, National Weather Service, NOAA, U.S. Department of Commerce, 2015) com resolução horizontal de $0,25^\circ \times 0,25^\circ$ e em intervalos de 3 horas. A escolha de utilizar as previsões do GFS e não uma reanálise se deu pelo intuito de verificar a capacidade de previsão do modelo configurado. Além disso, Essas previsões já foram utilizadas como condição inicial e de contorno em outros trabalhos para regiões semelhantes ou próximas da área de estudo aqui avaliada, como em Duarte Jacondino *et al.* (2021), PARANHOS *et al.* (2022) e COSTA *et al.* (2022).

As simulações foram feitas para o período entre às 00 UTC do dia 7 de janeiro de 2021 até às 06 UTC do dia 21 do mesmo mês. Cada dia foi simulado separadamente, com horário de inicialização às 00 UTC e integração de 30h, com a simulação seguindo então até às 06 UTC do dia seguinte. Para o *spin-up* ou tempo de ajuste do modelo, foram descartadas as 6 primeiras horas de cada simulação. Dessa forma, obteve-se saídas horárias para um tempo total de 24 horas. O passo de tempo, ou *time step*, utilizado foi de 27 segundos no domínio WRF-9km, reduzindo em um terço para cada aninhamento, resultando em 9 segundos no WRF-3km e 3 segundos no WRF-1km. A Tabela 3.4 resume as principais características de cada domínio configurado para a realização do estudo.

Tabela 3.4 – Configurações do WRF utilizadas no estudo.

Parâmetro	WRF-9km	WRF-3km	WRF-1km
Resolução Horizontal	9 km	3 km	1 km
Pontos de grade	124 $\Delta x \Delta y$	112 $\Delta x \Delta y$	100 $\Delta x \Delta y$
Níveis verticais	61 Δz	61 Δz	61 Δz
Passo de tempo	27 segundos	9 segundos	3 segundos
Resolução topografia	30''(USGS)	30''(USGS)	3''(SRTM3)
Período de integração	30 horas	30 horas	30 horas
Tempo de ajuste do modelo	6 horas	6 horas	6 horas
Intervalo das saídas	1 hora	1 hora	1 hora

Com o intuito de avaliar as diferenças nos resultados ao utilizar a PPE-Fitch, cada simulação foi realizada duas vezes, formando assim dois conjuntos. O primeiro deles foi denominado WRF-Controle, no qual não foi utilizada a PPE-Fitch. O segundo foi denominado WRF-Fitch, o qual foi obtido ao utilizar a parametrização nas simulações. Além disso, para a comparação com os dados observados, foram extraídos os valores simulados pelos pontos de grade mais próximos da localização das torres anemométricas. Esse critério foi necessário para avaliar as alterações nas simulações com e sem a PPE-Fitch.

3.3.2 Métricas de Avaliação dos Resultados

Para avaliar os resultados das previsões de intensidade do vento e potência gerada pelo parque eólico, foram calculadas diferentes métricas estatísticas. Adotando V^{obs} como o valor observado e V^{prev} como o valor previsto, o Erro Médio Absoluto (*Mean Absolute Error* - MAE) corresponde à média aritmética dos erros absolutos e é dado pela equação:

$$MAE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |V_i^{prev} - V_i^{obs}| \quad (3.1)$$

Para remover da magnitude do erro a influência do valor observado, pode-se normalizar o MAE com relação à média dos valores observados, obtendo-se o Erro Médio Percentual Absoluto (*Mean Absolute Percentage Error* - MAPE):

$$MAPE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left| \frac{V_i^{prev} - V_i^{obs}}{V_i^{obs}} \right| \times 100 \quad (3.2)$$

A Raiz do Erro Médio Quadrático (*Root Mean Square Error* - RMSE) é a raiz das diferenças quadradas entre previsão e observado, será mais sensível à erros discrepantes e é dada por:

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (V_i^{prev} - V_i^{obs})^2} \quad (3.3)$$

Já o Erro Médio (EM) representa a média das diferenças entre previsão e observado, indicando o viés dos resultados, sendo positivo em caso de superestimação das previsões e negativo em caso de subestimação, sendo calculado como:

$$EM = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (V_i^{prev} - V_i^{obs}) \quad (3.4)$$

O coeficiente de correlação linear de *Pearson* (r) mede a relação linear entre os dados previstos e observados. Valores próximos de 1 indicam que as previsões seguem o mesmo padrão do observado e resultados próximos de -1 indicam que o padrão é inverso. Seu cálculo é feito da seguinte forma:

$$r = \frac{\sum_{i=1}^N (V_{prev} - \overline{V_{prev}})(V_{obs} - \overline{V_{obs}})}{\sqrt{\sum_{i=1}^N (V_{prev} - \overline{V_{prev}})^2 (V_{obs} - \overline{V_{obs}})^2}} \quad (3.5)$$

Exceto pelo MAPE, todos os erros possuem a mesma unidade da variável avaliada, e em todos eles busca-se valores próximos de zero (WILKS, 2011).

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo, será avaliado a diferença nas simulações ao realizá-las com e sem o uso da PPE-Fitch e com qual resolução horizontal são obtidos os menores erros. Para a intensidade do vento, a discussão será feita considerando as medições dos sensores de topo das 2 torres de referência. Para a geração de energia, os resultados simulados serão comparados com os dados reais de potencia produzida pelo parque eólico. Em ambos os casos, foram utilizados os registros médios nos intervalos de tempo mais próximos das saídas do modelo.

4.1 Torre 1

4.1.1 Série temporal de intensidade do vento

Na Figura 4.1 é apresentada a série temporal da intensidade do vento observada (linha sólida) e simulada (linhas tracejadas) na posição da Torre 1, localizada a montante do parque eólico (Figura 3.3). Para o conjunto de simulações WRF-Controle (Figura 4.1a), as previsões apresentaram padrão em acordo com o observado, com ciclo diurno de valores máximos e mínimos bem capturado. No entanto, há algumas discordâncias nas simulações como o atraso na elevação das velocidades simuladas entre os dias 9 e 10, nos ciclos diurnos divergentes entre os dias 10 e 11, e 14 e 15 de janeiro, e na antecipação da diminuição da velocidade no dia 17. Os valores máximos previstos ficaram semelhantes aos realizados, mas os mínimos foram subestimados, principalmente a partir das simulações do dia 14 de janeiro. Além disso, não são destacadas diferenças nos resultados obtidos entre as três resoluções horizontais utilizadas. Para as simulações do conjunto WRF-Fitch (Figura 4.1b), não foram encontradas alterações significativas em relação ao WRF-Controle. Esse resultado era esperado em razão da posição em que essa torre está localizada, não sendo afetada pela esteira de vento do parque eólico em condições predominantes com ventos de leste, as quais estiveram presentes no período simulado.

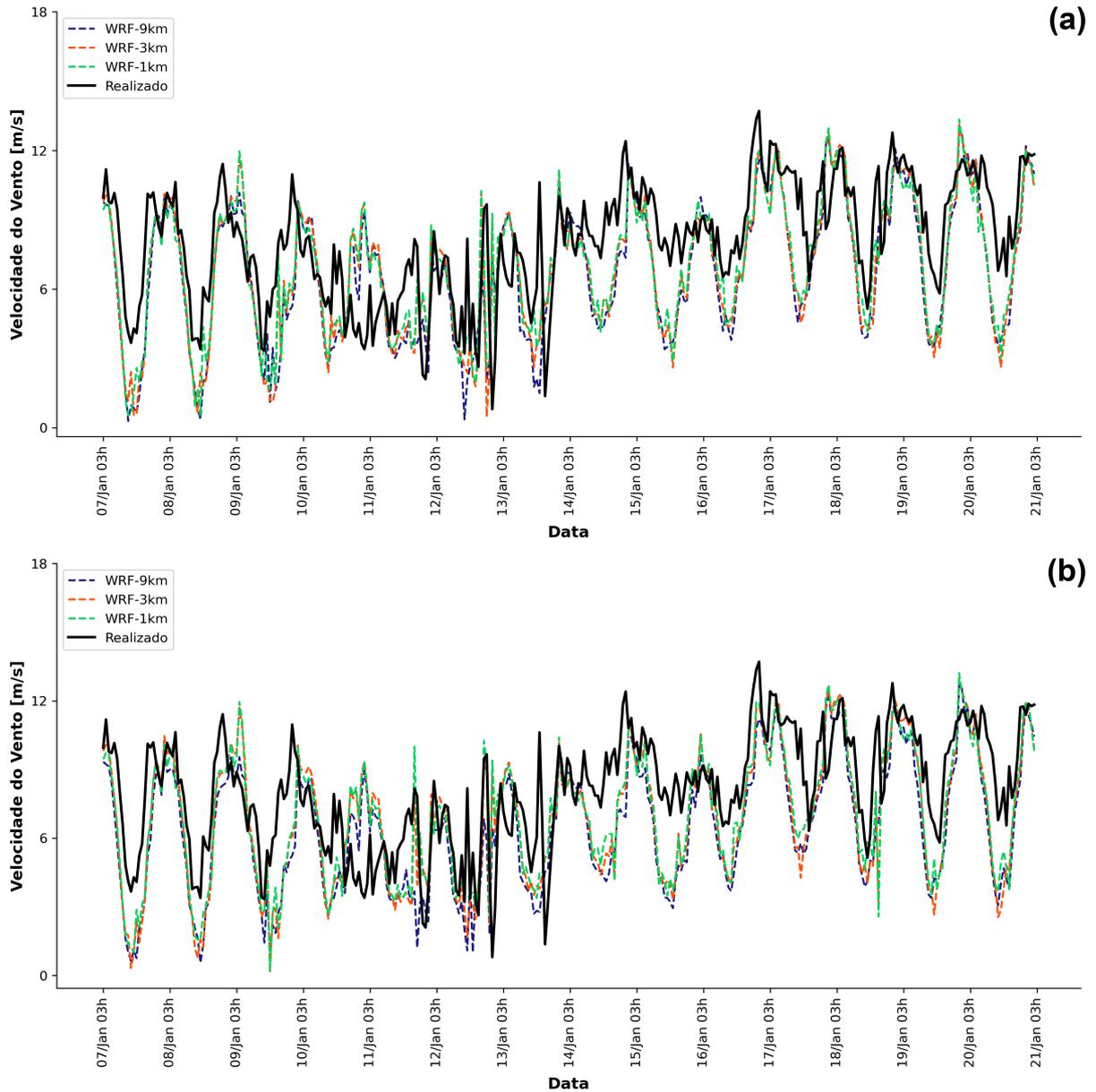


Figura 4.1 – Série temporal da velocidade do vento observada (linha sólida preta) e simulada pelos domínios WRF-9km (linha tracejada azul), WRF-3km (linha tracejada laranja) e WRF-1km (linha tracejada verde) para os conjuntos WRF-Control (a) e WRF-Fitch (b).

Na Tabela 4.1 são apresentadas as métricas estatísticas calculadas para os dois conjuntos simulados. Para o WRF-Control, os erros variaram na ordem de 0,1 m/s, reduzindo nos domínios com melhor resolução horizontal, com o WRF-1km possuindo menor RMSE (2,34 m/s), MAE (1,86 m/s) e MAPE (22,98%). Para a correlação, praticamente não houve distinção entre os resultados. Com relação ao conjunto WRF-Fitch, a magnitude dos erros e da correlação se manteve similar ao caso controle, exceto para o WRF-9km. Nesse domínio, houve aumento no MAE de 2,08 m/s para 2,16 m/s, uma elevação de 3,85%, e na RMSE de 2,58 m/s para 2,63 m/s, alteração de 1%. Essa pequena piora nos resultados do WRF-9km pode ser justificada

pelo fato de que, nessa resolução horizontal, a célula de grade de referência onde a torre está localizada também conter aerogeradores. Com isso, ao utilizar a PPE-Fitch, é gerado um arrasto na circulação simulada que afeta a posição dessa torre. Assim, os resultados se alteram em relação ao WRF-Controle. Já para os domínios com melhor detalhamento horizontal, as células de grade na posição da torre não possuem aerogeradores. Com isso, não são causadas alterações pela parametrização na direção predominante.

Tabela 4.1 – Métricas estatísticas das previsões de intensidade do vento na Torre 1.

Simulação	Domínio	RMSE [m/s]	MAE [m/s]	MAPE [%]	Correlação
WRF-Controle	WRF-9km	2,58	2,08	25,76	0,69
WRF-Controle	WRF-3km	2,51	1,99	24,64	0,67
WRF-Controle	WRF-1km	2,34	1,86	22,98	0,69
WRF-Fitch	WRF-9km	2,63	2,16	26,74	0,70
WRF-Fitch	WRF-3km	2,50	2,0	24,81	0,67
WRF-Fitch	WRF-1km	2,35	1,87	23,16	0,68

Em complemento à Tabela 4.1, a Figura 4.2 mostra o MAPE e a correlação de cada simulação realizada. No conjunto WRF-Controle (Figura 4.2a), é possível observar que os resultados no período de 10 a 12 de janeiro são os que possuem maior MAPE (barras) e menor correlação (linhas), impactando negativamente os resultados totais obtidos. Após esses dias, os resultados melhoraram, possuindo apenas um decaimento no dia 17. Para o MAPE, há variação entre as simulações, mas os valores ficaram próximos da magnitude média de 25% (Tabela 4.1). O padrão é semelhante no conjunto WRF-Fitch (Figura 4.2a), sendo possível verificar o aumento do MAPE do domínio WRF-9km.

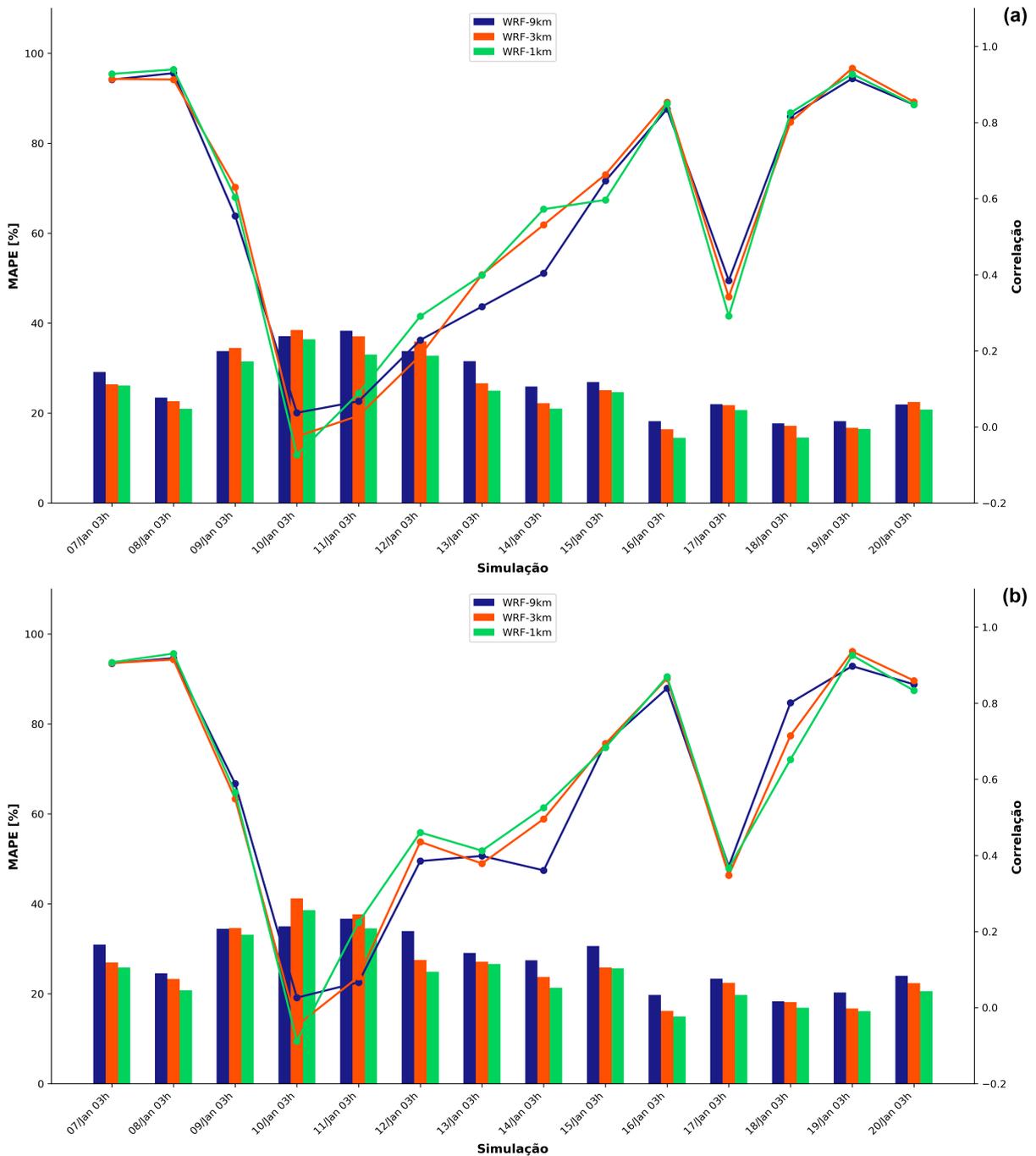


Figura 4.2 – MAPE (barras associadas ao eixo vertical esquerdo) e correlação (linhas associadas ao eixo vertical direito) por dia das simulações realizadas pelos domínios WRF-9km (azul), WRF-3km (laranja) e WRF-1km (verde) para os conjuntos WRF-Controle (a) e WRF-Fitch (b).

4.1.2 Viés das Simulações

O *boxplot* com a distribuição dos erros das simulações para cada conjunto e domínio utilizado é apresentado na Figura 4.3. De forma complementar, na Tabela 4.2 é apresentada a média, indicando o viés, e o desvio padrão de cada uma das distribuições. Nota-se que todas as

distribuições possuem valores médios negativos, o que representa tendência de subestimação das previsões. Além disso, novamente o domínio WRF-1km obteve o melhor resultado por possuir média mais próxima de zero (-1,05 m/s) e menor desvio padrão (2,09 m/s). Com relação às diferenças entre os conjuntos, para o domínio WRF-9km há piora no viés, passando de -1,38 m/s no WRF-Controle (azul) para -1,65 m/s no conjunto WRF-Fitch (verde), indicando uma piora de aproximadamente 20% na subestimação das simulações realizadas por esse domínio. Para o WRF-3km e WRF-1km, não há alterações expressivas nas distribuições.

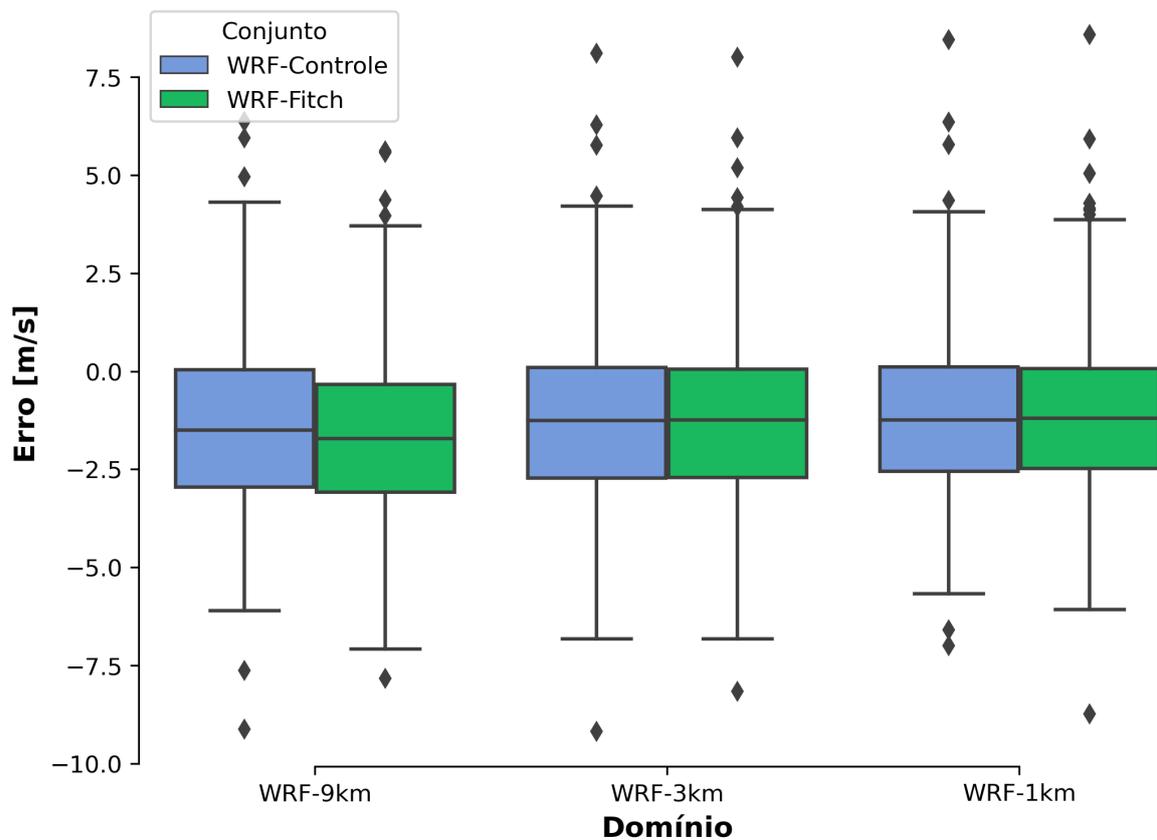


Figura 4.3 – *Boxplot* do erro das previsões para os três domínios nos WRF-Controle (azul) e WRF-Fitch (verde).

Tabela 4.2 – Média e desvio padrão do erro das previsões para a Torre 1.

Conjunto	Domínio	EM [m/s]	Desv. Pad. [m/s]
WRF-Controle	WRF-9km	-1,38	2,18
WRF-Controle	WRF-3km	-1,18	2,21
WRF-Controle	WRF-1km	-1,05	2,09
WRF-Fitch	WRF-9km	-1,65	2,06
WRF-Fitch	WRF-3km	-1,20	2,20
WRF-Fitch	WRF-1km	-1,08	2,09

As métricas apresentadas até então foram calculadas considerando todo o conjunto de dados observados e simulados. No entanto, para a geração eólica, também é importante entender como o erro das previsões se comporta em diferentes faixas de velocidade do vento. Isso acontece porque o impacto no erro da previsão de potência será diferente dependendo de em que faixa de intensidade do vento ocorra (Figura 2.4). Assim, a Figura 4.4 mostra o EM calculado por faixa de velocidade prevista em intervalos de 1 m/s para ambos os conjuntos, WRF-Controle (Fig 4.4a) e WRF-Fitch (Figura 4.4b). É possível observar que o erro, em módulo, é maior e com evidente subestimação na região entre 1 e 7 m/s. Esse padrão diminui até atingir EM próximo de zero na faixa de velocidades previstas entre 7 e 11 m/s, demonstrando ser a região na qual as previsões possuíram melhor desempenho. Após isso, há reversão do padrão, com tendência de superestimação dos valores.

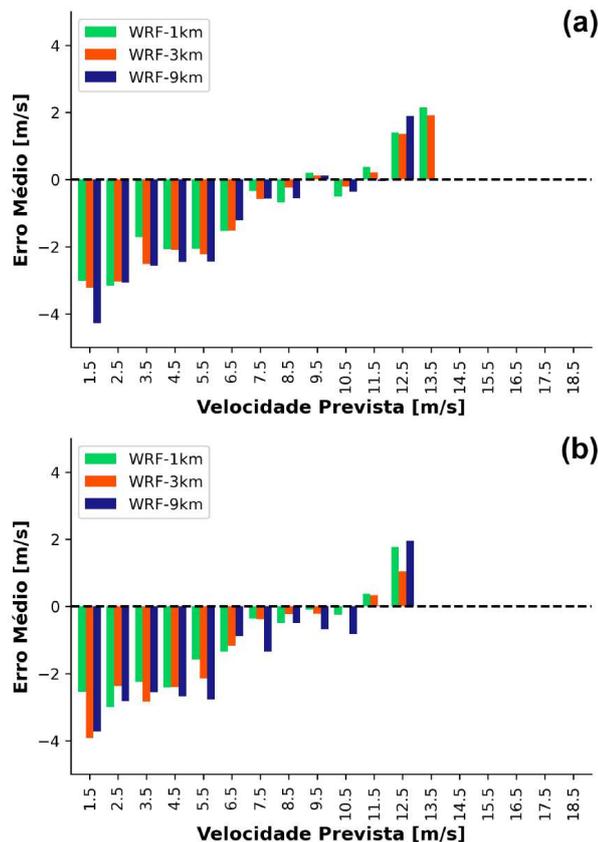


Figura 4.4 – Erro médio das previsões dos domínios WRF-9km (barra azul), WRF-3km (barra laranja) e WRF-1km (barra verde) para os conjuntos WRF-Controle (a) e WRF-Fitch (b). Os erros foram calculados em intervalos de 1 m/s, com o eixo x representando o valor central de cada intervalo.

Com relação ao ciclo diurno durante o período simulado, na Figura 4.5 são apresentadas as médias observadas (linha sólida) e previstas (linhas tracejadas) por hora do dia. O eixo vertical foi normalizado considerando cada média horária em função da média observada para todo

o período. Para o WRF-Controle (Figura 4.5a), o resultado indica que as magnitudes foram semelhantes durante a noite e madrugada, sem grandes distinções entre os três domínios. No entanto, a partir das 7 horas, com a diminuição da intensidade média do vento, há o início da tendência de subestimação das previsões, sendo menor no domínio WRF-1km (linha tracejada verde) e atingindo o maior contraste por volta das 13 horas. O padrão é semelhante no conjunto WRF-Fitch (Figura 4.5a), mais uma vez sendo possível verificar uma maior subestimação pelo domínio WRF-9km (linha tracejada azul), especialmente durante a noite e madrugada.

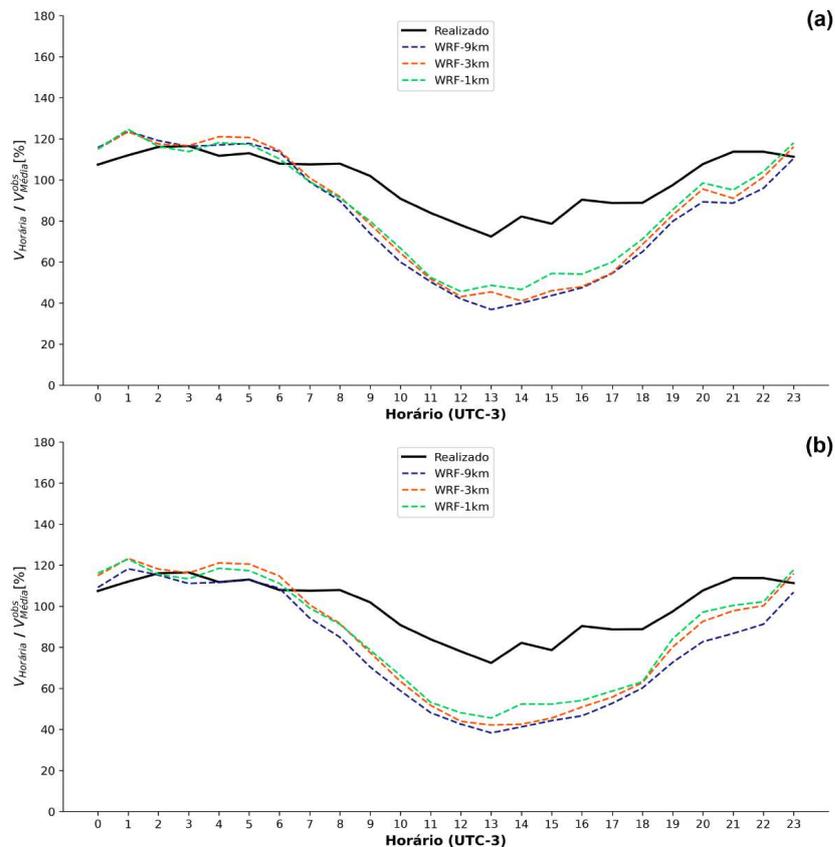


Figura 4.5 – Padrão diurno da velocidade do vento observada (linha sólida preta) e prevista pelos domínios WRF-9km (linha tracejada azul), WRF-3km (linha tracejada laranja) e WRF-1km (linha tracejada verde) para os conjuntos WRF-Controle (a) e WRF-Fitch (b). As médias horárias ($V_{horária}$) foram normalizadas com relação à média observada total para o período ($V_{Média}^{obs}$).

4.2 Torre 2

4.2.1 Série temporal de intensidade do vento

A série temporal da intensidade do vento observada (linha sólida) e simulada (linhas tracejadas) para a Torre 2, localizada no interior do parque eólico (Figura 3.3), é apresentada na Figura 4.6. Para o conjunto WRF-Controle (Figura 4.6a), observa-se que houve concordância

no padrão entre as simulações e o observado, semelhante ao encontrado na análise da Torre 1 (Figura 4.1). Contudo, os pontos de maiores velocidades foram superestimados pelas previsões e houve subestimação das velocidades mínimas. Ainda, nota-se ao longo da série que houve maior contraste dos resultados entre os três domínios, com o WRF-9km (linha tracejada azul) apresentando valores mais próximos do observado, e os domínios WRF-3km (linha tracejada laranja) e WRF-1km (linha tracejada verde) superestimando. Para o conjunto WRF-Fitch (Figura 4.6b), a correlação entre as séries se mantém e fica evidente a alteração nos resultados obtidos pelos domínios WRF-3km e WRF-1km, com redução da superestimação nos picos de máxima velocidade, especialmente entre os dias 7 e 10 de janeiro, indicando que o arrasto causado pelo uso da PPE-Fitch aproximou os resultados simulados com as medições locais. No entanto, é possível observar que houve piora nos resultados do dia 17 pois os valores do conjunto WRF-Controle já estavam semelhantes com o observado. Em função da localização dessa torre, essa redução na intensidade do vento no conjunto WRF-Fitch era de se esperar devido à representação do efeito de esteira do vento causado pela presença dos aerogeradores, o qual não é simulado no conjunto WRF-Controle.

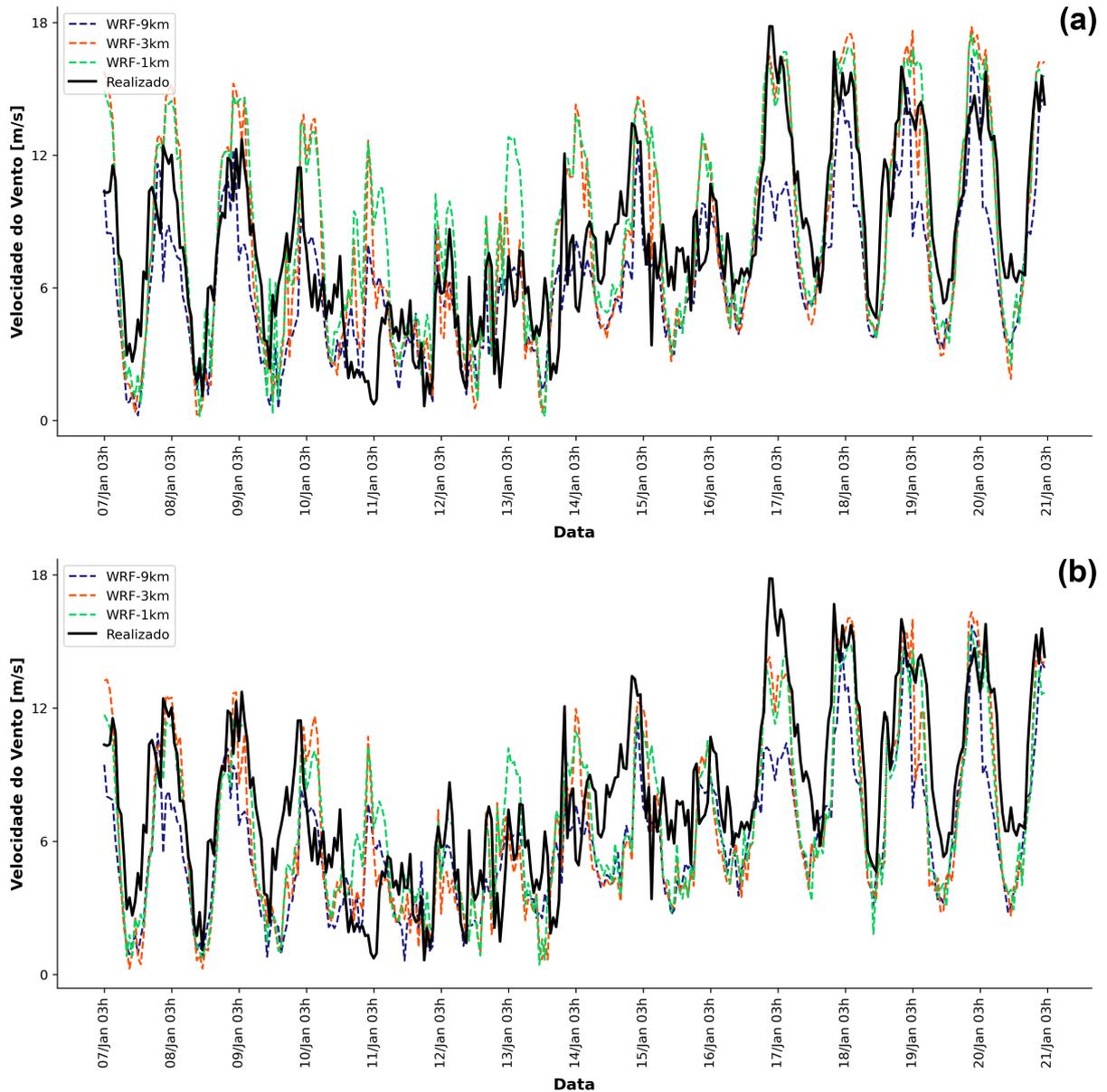


Figura 4.6 – Série temporal da velocidade do vento observada (linha sólida preta) e prevista pelos domínios WRF-9km (linha tracejada azul), WRF-3km (linha tracejada laranja) e WRF-1km (linha tracejada verde) para os conjuntos WRF-Control (a) e WRF-Fitch (b).

Na Tabela 4.3 são apresentadas as métricas estatísticas calculadas para os dois conjuntos simulados durante todo o período do estudo. Para o WRF-Control, não houve diferenças pronunciadas no MAE entre os três domínios. No entanto, o menor RMSE (2,9 m/s) e a maior correlação (0,78) foram obtidos pelo WRF-9km, em contraste com o encontrado na Torre 1 (Tabela 4.1). Por ter apresentado menores magnitudes de velocidade do vento do que os demais domínios, um motivo para o menor erro ter ocorrido no WRF-9km nesse conjunto é o fato das simulações terem sido na verdade subestimadas. Isso ocorre por essa resolução não possuir maior refinamento das características locais em comparação com os domínios WRF-3km e

WRF-1km. Como os dados observados são afetados pela presença dos aerogeradores e esse efeito não é capturado no WRF-Controle, houve maior superestimação e conseqüente maior erro nos domínios com melhor resolução horizontal. Esse fato pode ser corroborado ao analisar os resultados obtidos para o conjunto WRF-Fitch, indo de encontro ao apresentado na Figura 4.6b, com redução do RMSE de 4% no domínio WRF-3km e de 11,2% no domínio WRF-1km. Para o MAE, a redução foi de 2% no domínio WRF-3km e 7,8% no domínio WRF-1km. No entanto, houve aumento dos erros nos resultados do domínio WRF-9km em função de um aumento na subestimação com o arrasto adicional da PPE-Fitch. Para a correlação, a modificação foi pequena e positiva, aumentando em todas as resoluções. Assim, ao utilizar a PPE-Fitch houve melhora nos resultados dos domínios com melhor resolução horizontal. Além disso, os erros foram menores do que o melhor resultado do conjunto WRF-Controle, indicando assim a melhoria nas simulações. Isso pode ser justificado pois, quanto melhor a resolução horizontal, melhor será a representação da esteira de vento causada pelos aerogeradores, levando a resultados mais próximos da realidade caso esse efeito seja bem simulado.

Tabela 4.3 – Métricas estatísticas para a previsão de intensidade do vento na posição da Torre 2.

Simulação	Domínio	RMSE [m/s]	MAE [m/s]	MAPE [%]	Correlação
WRF-Controle	WRF-9km	2,90	2,40	30,27	0,78
WRF-Controle	WRF-3km	3,00	2,39	30,23	0,77
WRF-Controle	WRF-1km	3,13	2,43	30,69	0,74
WRF-Fitch	WRF-9km	3,07	2,55	32,16	0,79
WRF-Fitch	WRF-3km	2,88	2,34	29,56	0,78
WRF-Fitch	WRF-1km	2,78	2,24	28,25	0,76

Na Figura 4.7 é mostrado o MAPE e a correlação obtidos para cada simulação realizada. Para o conjunto WRF-Controle (Figura 4.7a), verifica-se que os resultados entre os dias 10 e 15 apresentaram pior correlação (linhas) e MAPE (barras), especialmente nos domínios WRF-3km e WRF-1km. Antes e após esse período, no geral, o MAPE foi maior no domínio WRF-9km. Pela série temporal (Figura 4.3), é possível verificar que os motivos para tal são semelhantes ao obtido na Torre 1 (Figura 4.1). Houve o atraso na elevação da intensidade do vento entre os dias 9 e 10 e a não reprodução da baixa intensidade do vento entre os dias 10 e 11. Além disso, no período entre os dias 11 e 14 as magnitudes simuladas são semelhantes, porém há mais variações no vento observado, levando a uma pior correlação. Para o conjunto WRF-Fitch (Figura 4.7b), o padrão da correlação é semelhante e destaca-se a redução no MAPE dos domínios WRF-3km e WRF-1km entre os dias 10 e 15. Entretanto, nesses domínios também houve aumento do erro como nas simulações dos dias 16 e 17. Isso ocorreu pois no conjunto WRF-Controle a

magnitude simulada para o vento ficou semelhante com o observado (Figura 4.6a). Porém, com a representação do arrasto causado pelos aerogeradores pela PPE-Fitch, houve redução da velocidade simulada e consequente aumento no erro.

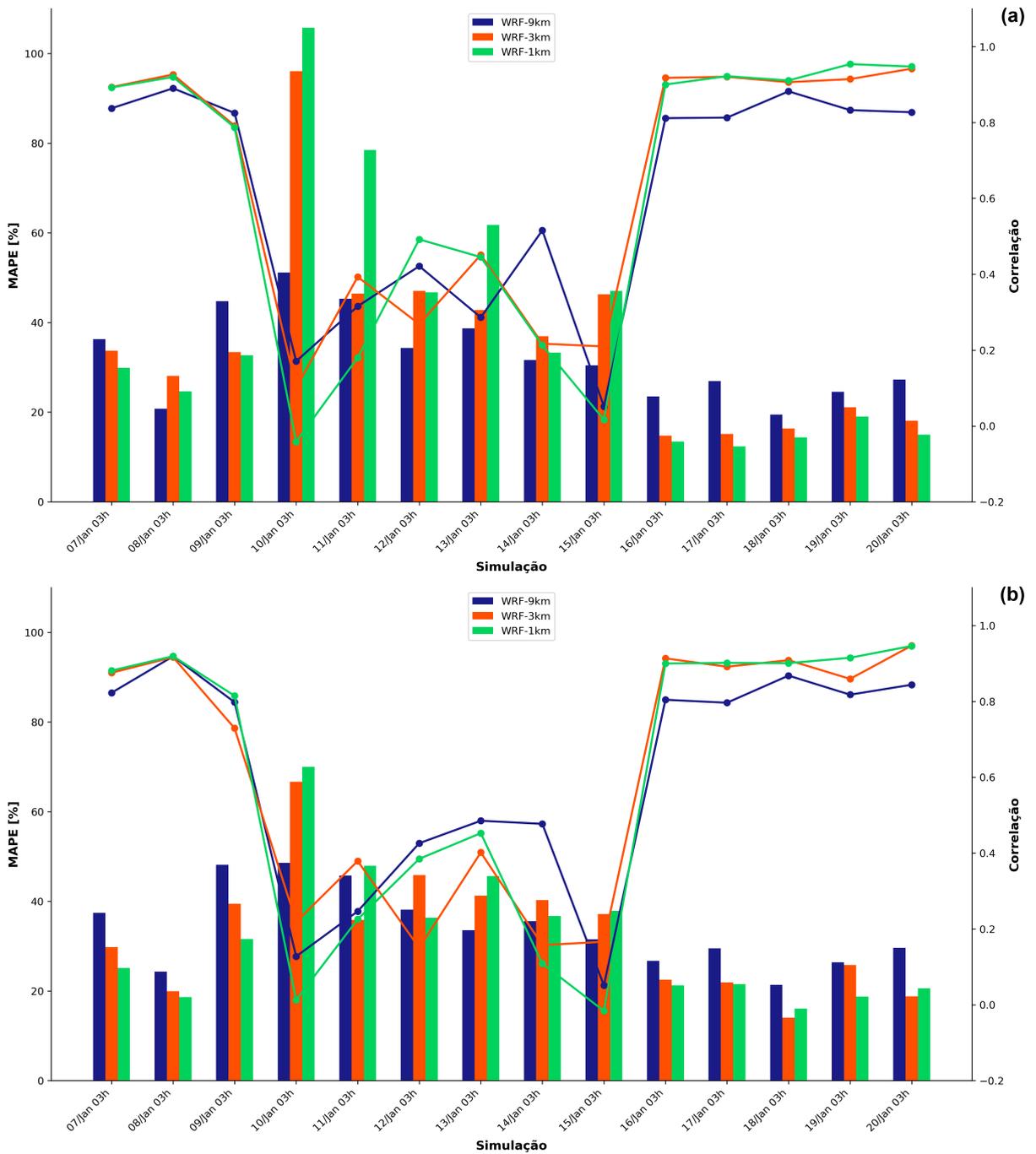


Figura 4.7 – MAE (barras associadas ao eixo vertical esquerdo) e correlação (linhas associadas ao eixo vertical direito) por dia das simulações realizadas pelos domínios WRF-9km (azul), WRF-3km (laranja) e WRF-1km (verde) para os conjuntos WRF-Controle (a) e WRF-Fitch (b).

4.2.2 Viés das Simulações

Na Figura 4.8 é apresentado o *boxplot* com a distribuição do erro das simulações dos conjuntos WRF-Controle e WRF-Fitch para os três domínios. Complementarmente, a Tabela 4.4 contém a média e o desvio padrão de cada distribuição. Para os três domínios, houve nítidas diferenças entre os conjuntos WRF-Controle (azul) e WRF-Fitch (verde). Em todos eles, as médias se distanciaram de zero no WRF-Fitch, o que indica maior subestimação nesse conjunto. Esse efeito pode ser justificado pela redução dos erros máximos, os quais contribuem para o WRF-Controle obter EM mais próximo de zero, e por casos como do dia 17, conforme citado na análise da Figura 4.7. No entanto, ressalta-se que no conjunto WRF-Fitch as distribuições possuem menor desvio padrão, o que indica menor variabilidade no erro e menor incerteza nas simulações do que em relação ao WRF-Controle.

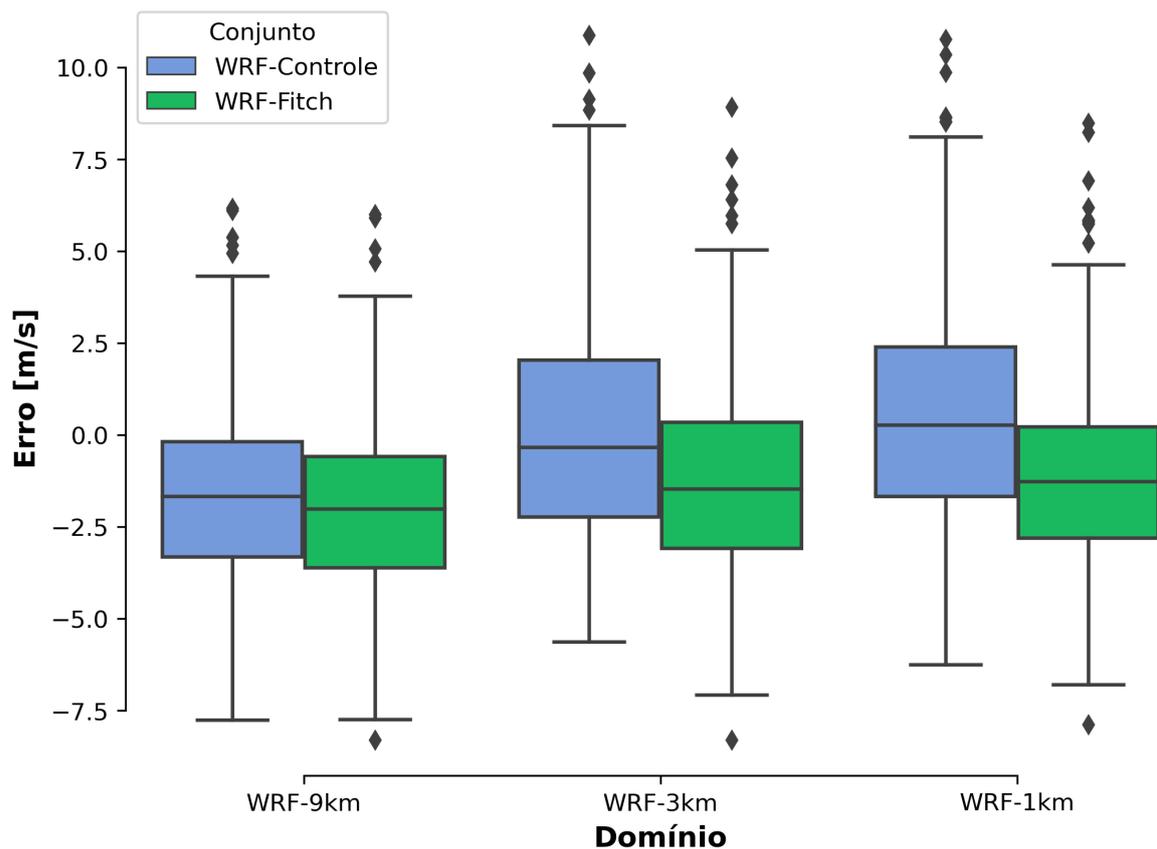


Figura 4.8 – *Boxplot* do erro das previsões para os três domínios nos WRF-Controle (azul) e WRF-Fitch (verde).

Tabela 4.4 – Média e desvio padrão do erro das previsões para a Torre 2.

Conjunto	Domínio	Média [m/s]	Desv. Pad. [m/s]
WRF-Controle	WRF-9km	-1,62	2,40
WRF-Controle	WRF-3km	0,06	3,0
WRF-Controle	WRF-1km	0,67	3,06
WRF-Fitch	WRF-9km	-1,98	2,35
WRF-Fitch	WRF-3km	-1,26	2,60
WRF-Fitch	WRF-1km	-1,03	2,60

A magnitude do EM por faixa de velocidade prevista para a Torre 2 é apresentada na Figura 4.9. Para o WRF-Controle (Figura 4.9a), novamente houve subestimação em velocidades entre 1 e 6 m/s, semelhante com o encontrado na Torre 1 (Figura 4.4). Acima dessa magnitude, o módulo do EM volta a aumentar, com os domínios WRF-3km e WRF-1km passando a superestimar a intensidade do vento e o domínio WRF-9km continuando a subestimar. Para previsões acima de 14 m/s, o padrão volta a ficar semelhante entre os domínios, com todos eles superestimando o observado. Já para o conjunto WRF-Fitch (Figura 4.9b), o padrão até 6 m/s se manteve semelhante e com aumento da subestimação pelo WRF-3km e WRF-1km. No entanto, após essa faixa de velocidade, houve nítida alteração dos resultados desses dois domínios, com ampla redução na magnitude do erro. Para o WRF-9km, o padrão permaneceu semelhante ao WRF-Controle, mas com aumento, em módulo, do EM em faixas próximas de 10 m/s. Com isso, houve maior subestimação em velocidades próximas dessa região.

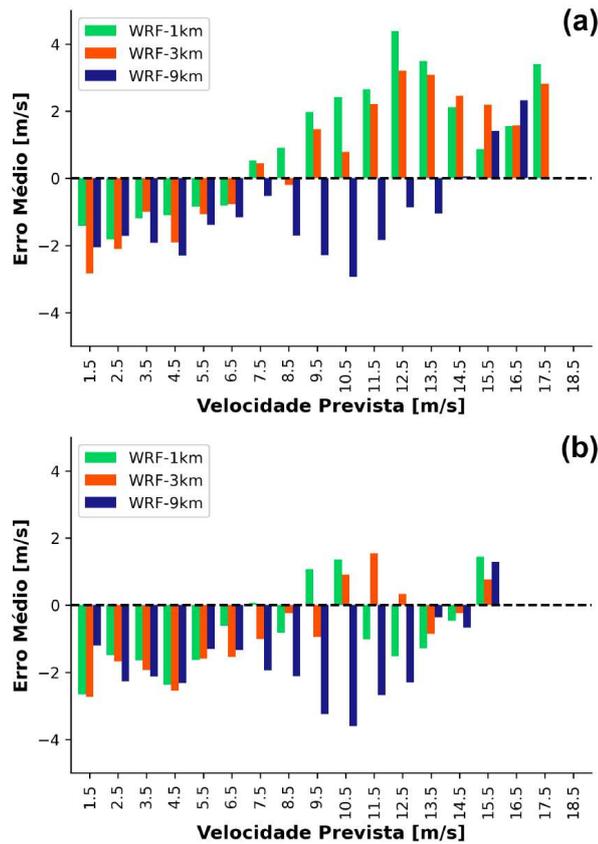


Figura 4.9 – Erro médio das previsões dos domínios WRF-9km (barra azul), WRF-3km (barra laranja) e WRF-1km (barra verde) para os conjuntos WRF-Control (a) e WRF-Fitch (b). Os erros foram calculados em intervalos de 1 m/s. O eixo x apresenta o valor central de cada intervalo.

O padrão apresentado na Figura 4.9 reforça a deficiência do modelo configurado em previsões de baixas velocidades do vento. Como ponto negativo, isso indica que em algumas situações foi previsto que não haveria vento em intensidade suficiente para ocorrer geração eólica, o que não era verdade. Isso pode ter impacto negativo no planejamento de manutenções que demandem o desligamento de aerogeradores, as quais são programadas visando períodos com baixa geração para minimizar perdas. Porém, em baixas velocidades a geração é menor, o que torna o erro também menor. Em contrapartida, em velocidades onde a geração é maior, houve redução do erro ao utilizar a PPE-Fitch.

Durante a operação de parques eólicos, podem ser realizados voos de drone para obter imagens que auxiliem em inspeções de componentes dos aerogeradores. Para a realização dessa atividade, é necessário respeitar um limite de máxima velocidade do vento de aproximadamente 10 m/s (Force Technology, 2024). Além disso, durante a manutenção das turbinas, pode ser necessário o uso de guindastes, equipamento que também possui um limite de segurança operacional em torno de 10-15 m/s (Sparrow Crane, 2024; Triad Machinery, 2024). Os resultados obtidos por esse estudo, especialmente ao utilizar a PPE-Fitch e em maiores resoluções ho-

rizontais, possuem maior acurácia em previsões nessas faixas de velocidades, indicando novamente seu benefício.

Com relação ao ciclo diurno obtido durante o período simulado, na Figura 4.10 são apresentadas as médias horárias observadas (linha sólida) e previstas (linhas tracejadas). Novamente, o eixo vertical foi normalizado considerando os valores horários em função da média total observada. Para o WRF-Controle (Figura 4.10a), o padrão do ciclo foi bem capturado, mas durante a madrugada e início da manhã houve ampla superestimação pelos domínios WRF-3km (linha tracejada laranja) e WRF-1km (linha tracejada verde). Para o WRF-9km (linha tracejada azul), as médias foram mais próximas do observado, com tendência de subestimação. A partir das 9 horas, todos os três domínios passaram a subestimar as velocidades médias, com resultados semelhantes entre si, mas melhor no WRF-1km. Esse padrão permanece até que, a partir das 18h, os domínios WRF-3km e WRF-1km retornam para a tendência de superestimação, porém, com magnitudes próximas das médias observadas, em contraste com o WRF-9km, o qual permaneceu subestimando e com desvio maior. Para o WRF-Fitch (Figura 4.10b), o ciclo permanece em acordo com o observado e é evidenciado a melhora dos domínios WRF-3km e WRF-1km durante a madrugada e início da manhã. Para o restante do dia, os resultados permanecem semelhantes entre os domínios. Em contraste com o que ocorreu no WRF-Controle, a partir das 18 horas os domínios WRF-3km e WRF-1km permanecem subestimando as médias horárias, sem maior contraste com o WRF-9km.

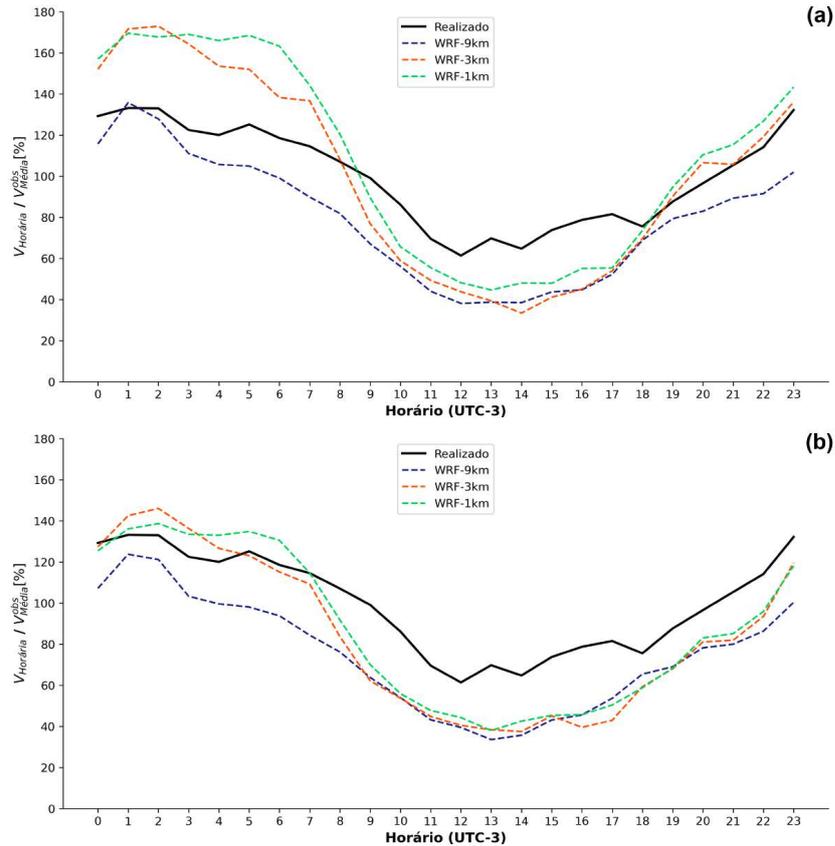


Figura 4.10 – Padrão diurno da velocidade do vento observada (linha sólida preta) e prevista pelos domínios WRF-9km (linha tracejada azul), WRF-3km (linha tracejada laranja) e WRF-1km (linha tracejada verde) para os conjuntos WRF-Control (a) e WRF-Fitch (b). As médias horárias ($V_{horaria}$) foram normalizadas com relação à média observada total para o período (V_{Media}^{obs}).

4.3 Geração de Potência

Na Figura 4.11 é apresentada a série temporal da potência gerada (linha sólida preta) e simulada (linhas tracejadas) utilizando o conjunto de simulações WRF-Fitch. Para preservar os valores reais, a escala do eixo vertical foi normalizada com relação à geração média de todo o período. Em acordo com o verificado nos resultados de intensidade do vento, as simulações apresentaram correlação com o realizado, com os pontos de máxima geração bem capturados, especialmente pelos domínios WRF-3km (linha tracejada laranja) e WRF-1km (linha tracejada verde). Já para o WRF-9km (linha tracejada azul), nota-se que houve algumas subestimações como nos dias 8 e 17. Com relação aos mínimos de geração simulada, houve semelhança com observado na primeira metade do período, mas a partir do dia 14 de janeiro todos os mínimos foram subestimados e em igual magnitude entre os três domínios. Essa subestimação e os erros como dos dias 11 e 14 foram consequência dos resultados de intensidade do vento,

conforme discutido nas seções anteriores. Apesar disso, no geral os dias com maiores ou menores previsões de geração acumulada foram bem representados, informação importante para auxiliar o planejamento das atividades de manutenção de um parque eólico.

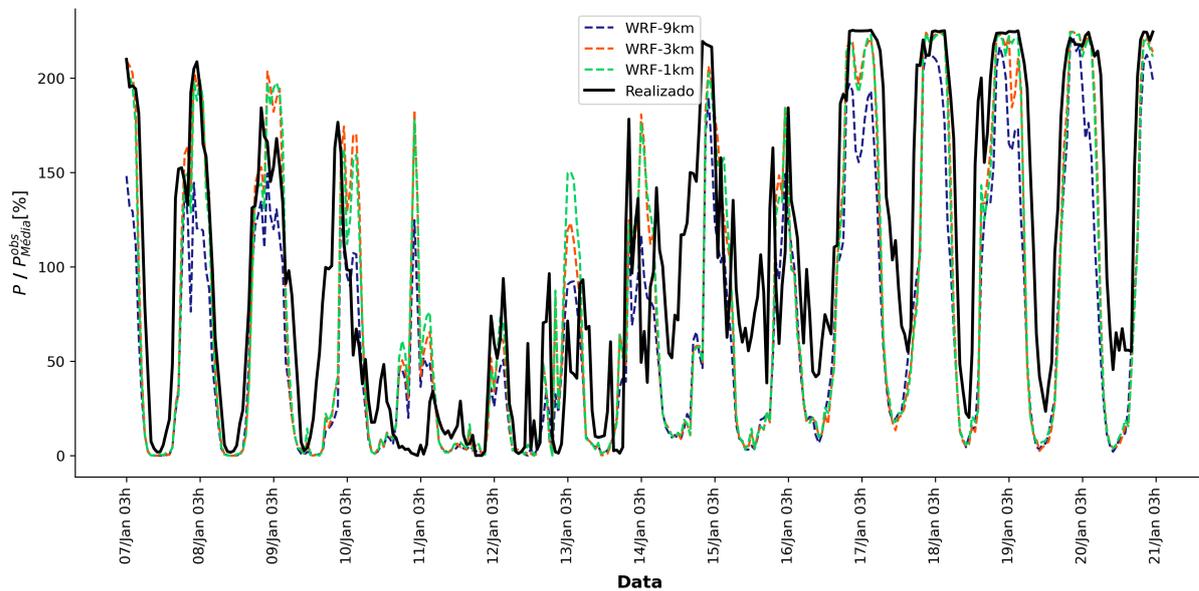


Figura 4.11 – Série temporal da potência gerada pelo parque eólico (linha sólida preta) e prevista pelos domínios WRF-9km (linha tracejada azul), WRF-3km (linha tracejada laranja) e WRF-1km (linha tracejada verde) para o conjunto WRF-Fitch. O eixo vertical possui os valores normalizados com relação à potência média do período.

A Tabela 4.5 possui as métricas estatísticas para as previsões de geração obtidas pelo conjunto WRF-Fitch. O erro apresentou pouca variação entre os domínios, sendo menor no WRF-3km (40,39 %), em seguida do WRF-1km (41,01 %) e WRF-9km (44,33 %). Já para a correlação, os valores também foram semelhantes entre os domínios, mas o maior valor foi obtido pelo WRF-9km (0,82), seguido pelo WRF-3km (0,79) e WRF-1km (0,78). Considerando erro e correlação, isso indica que o melhor resultado foi obtido pelo WRF-3km, apesar da pouca diferença para o WRF-1km. Diferente da análise das torres, na qual comparou-se as observações com o ponto de referência mais próximo delas, para a comparação da potência produzida considera-se o agregado de todas as células de grade que contém aerogeradores.

Tabela 4.5 – Métricas estatísticas das simulações de geração de potência pelo conjunto WRF-Fitch.

Simulação	Domínio	MAPE [%]	Correlação
WRF-Fitch	WRF-9km	44,33	0,82
WRF-Fitch	WRF-3km	40,39	0,79
WRF-Fitch	WRF-1km	41,02	0,78

Na Figura 4.12 é mostrado o MAPE e correlação calculados para cada simulação realizada pelo conjunto WRF-Fitch. Evidencia-se mais uma vez que os resultados entre os dias 10 e 11 possuíram pior desempenho em relação ao restante da série, apresentando baixa correlação e maior MAPE. Nesse período, o WRF-9km apresentou menor MAPE entre os domínios, em oposição ao restante da série. Entre as simulações dos dias 12 e 15, os resultados foram afetados pela baixa correlação oriunda das previsões de velocidade do vento. Para as simulações a partir dos dias 16, ressalta-se a menor magnitude do MAPE, entre 20-30%, e as altas correlações próximas de 0.9, com os resultados sendo superiores nos domínios WRF-3km e WRF-1km.

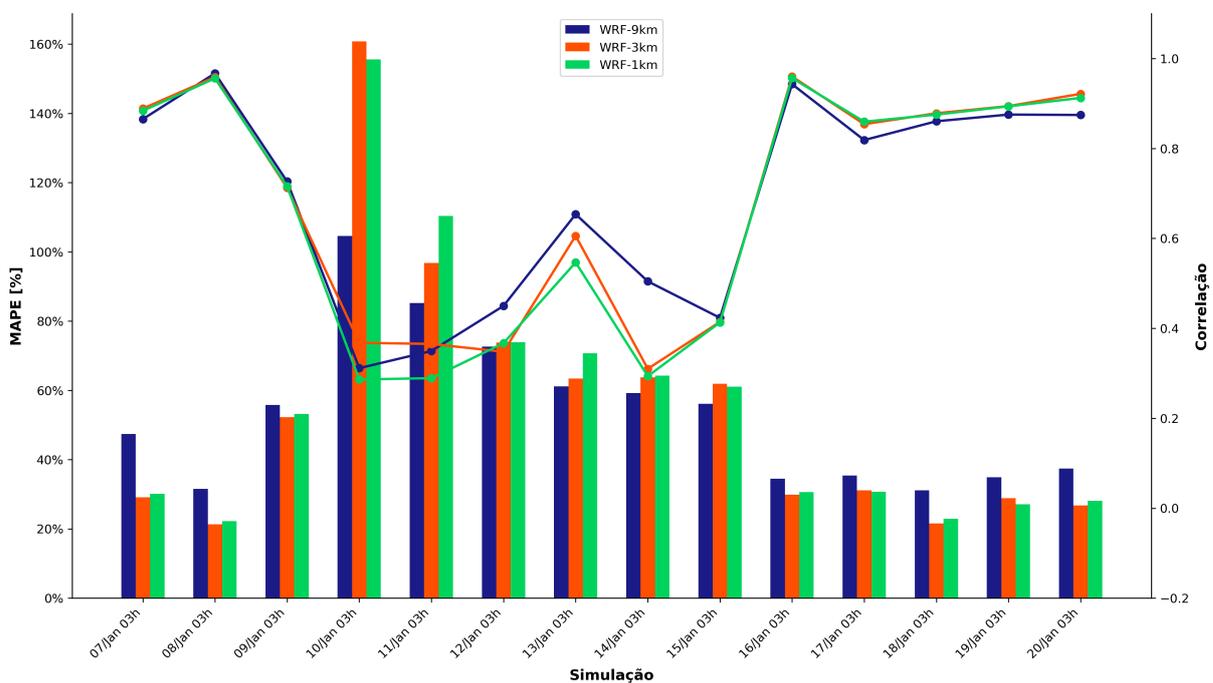


Figura 4.12 – MAPE (barras associadas ao eixo vertical esquerdo) e correlação (linhas associadas ao eixo vertical direito) por dia das simulações realizadas pelos domínios WRF-9km (azul), WRF-3km (laranja) e WRF-1km (verde) para o conjunto WRF-Fitch

4.3.1 Viés das Simulações de Potência

Na Figura 4.13 são apresentados os *boxplots* dos erros das simulações de potência para cada domínio, com a Tabela 4.6 contendo as médias e desvios de cada distribuição. Para os domínios WRF-3km e WRF-1km, as distribuições são semelhantes, com ambas subestimando os valores observados e o WRF-1km possuindo menor média (-21,95 MW). Para o WRF-9km, também há tendência de subestimação, com EM pior do que os outros dois domínios (-35,94 MW). No entanto, a distribuição possui menor desvio padrão, o que pode ser explicado pela menor ocorrência de erros extremos positivos em comparação com o WRF-3km e WRF-1km.

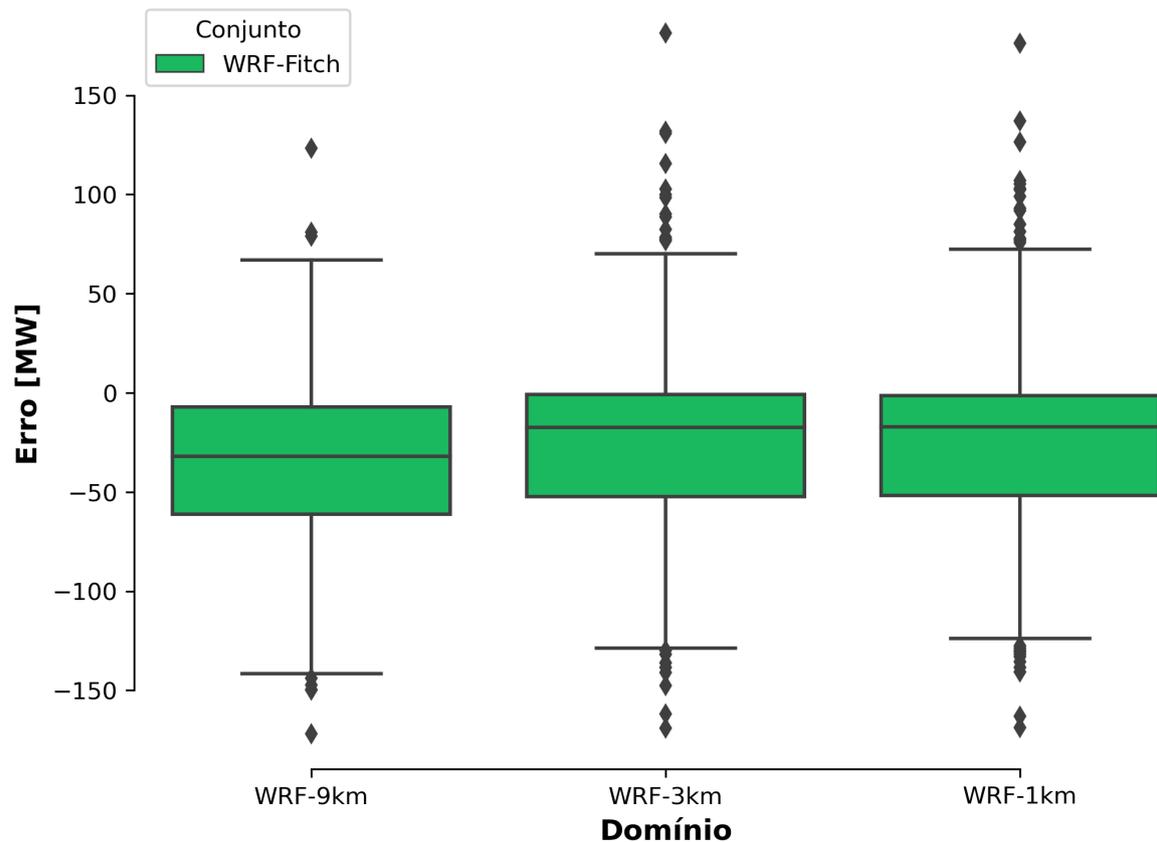


Figura 4.13 – *Boxplot* do erro das previsões para os três domínios nas simulações de potência obtidas com o conjunto WRF-Fitch.

Tabela 4.6 – Média e desvio padrão do erro das previsões de potência.

Conjunto	Domínio	Média [MW]	Desv. Pad. [MW]
WRF-Fitch	WRF-9km	-35,94	43,72
WRF-Fitch	WRF-3km	-22,23	49,68
WRF-Fitch	WRF-1km	-21,95	50,41

Na Figura 4.14 é apresentado o perfil diurno de geração de potência no parque eólico durante o período simulado. As médias horárias, observadas e previstas, foram normalizadas com relação à média total observada para anonimizar os valores apresentados. Nota-se que as simulações (linhas tracejadas) apresentaram perfil em acordo com o observado (linha sólida). Entre 00h e 06h, o WRF-9km (linha tracejada azul) tendeu a subestimar a geração do parque eólico, enquanto os domínios WRF-3km (linha tracejada laranja) e WRF-1km (linha tracejada verde) tenderam a superestimar. A partir das 7h, o padrão se altera e todos os três domínios passam a subestimar a potência real, com padrão semelhante entre às 10h e 20h. A partir desse horário, os domínios WRF-3km e WRF-1km passam a se aproximar das médias observadas, enquanto o WRF-9km permanece a subestimar.

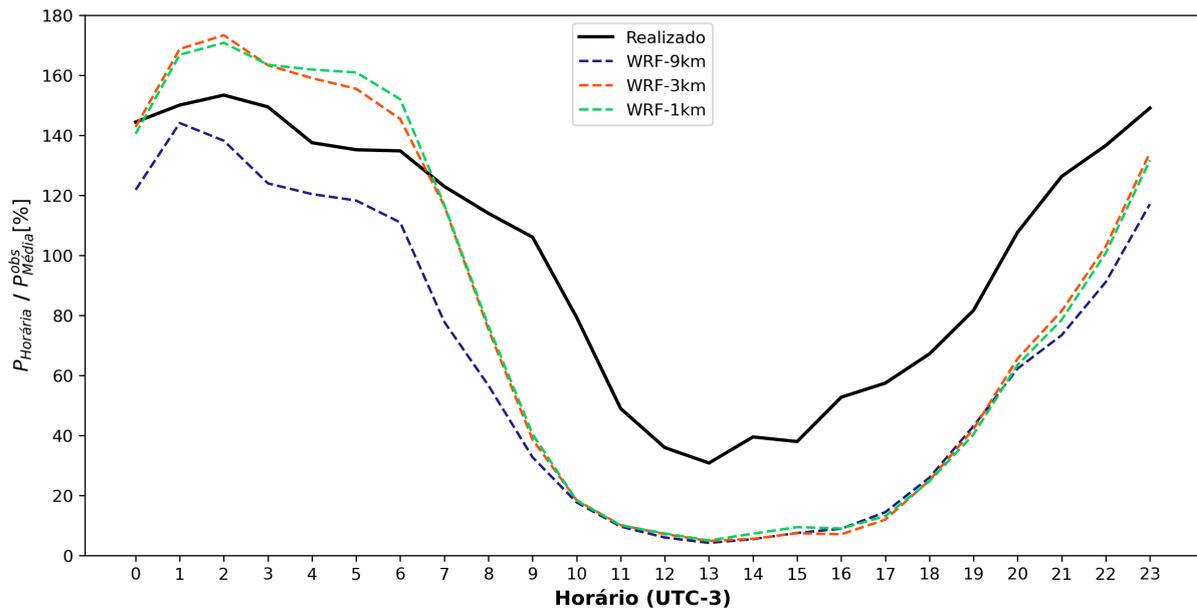


Figura 4.14 – Padrão diurno da potência gerada (linha sólida preta) e prevista pelos domínios WRF-9km (linha tracejada azul), WRF-3km (linha tracejada laranja) e WRF-1km (linha tracejada verde) para o conjunto WRF-Fitch. As médias horárias ($P_{horaria}$) foram normalizadas com relação à média observada total para o período (P_{Media}^{obs}).

O ciclo diurno apresentado na figura anterior indica que o padrão do viés tende a se alterar ao longo do dia, apesar da predominância de subestimação. Em condições práticas, superestimativas podem ser benéficas no planejamento de atividades que resultem em corte de produção, com a perda real de geração sendo menor do que a prevista. Por outro lado, para fins de previsões de receita, é melhor que haja subestimativa do que o oposto. Assim, o viés impactará de forma diferente a depender da aplicação que será utilizada a informação da previsão. Por isso, deve-se buscar diminuir o erro, independentemente de sua direção.

4.4 Fatores associados aos erros nas simulações

Nas seções anteriores, verificou-se que algumas das simulações realizadas apresentaram baixo desempenho. Foi realizada uma breve análise para identificar as possíveis causas, como condições iniciais e de contorno e fatores locais associados.

4.4.1 Influência das condições de contorno

Com o intuito de investigar erros associados às condições iniciais e de contorno, foram extraídas as previsões de intensidade do vento a 100 metros do GFS a qual é fornecida em interva-

los de 3 horas. Além disso, foram utilizados os dados da reanálise ERA5 para comparação. Para simplificação, foram utilizados como referência as observações da Torre 2, a qual apresentou erros em maior magnitude, e os resultados do domínio WRF-1km no conjunto WRF-Fitch, o qual apresentou os melhores resultados nas simulações de intensidade do vento.

A série temporal resultante da comparação é apresentada na Figura 4.15. É possível verificar que os resultados do WRF-1km (linha tracejada verde) no geral foram mais correlacionados com o observado (linha sólida preta), possuindo amplitude diária semelhante. As previsões do GFS (linha tracejada vermelha) e a reanálise ERA5 (linha tracejada azul) apresentaram menor amplitude diária, o que resultou em menor subestimação dos mínimos diários e maior subestimação dos máximos. Entre os dias 9 e 10, o ciclo diurno fora de fase entre observado e o WRF-1km também ocorreu com o GFS e ERA5. Isso indica que mesmo que se tivesse utilizado a reanálise ERA5 como condição de contorno para as simulações, esse erro ainda ocorreria. Ainda, a persistência no erro das previsões entre os dias 10 e 11 ao não representarem a diminuição na velocidade do vento também ocorre com o GFS, indicando assim que teve origem na condição de contorno utilizada. Com isso, obteve-se baixa correlação e superestimação por ambas as previsões nesse período. Já o ERA5 foi a única série a ter representado corretamente o padrão nesse dia. Além disso, a fraca correlação no dia 14 e a antecipação na diminuição da intensidade do vento no dia 17 também ocorreu na previsão do GFS e na reanálise ERA5.

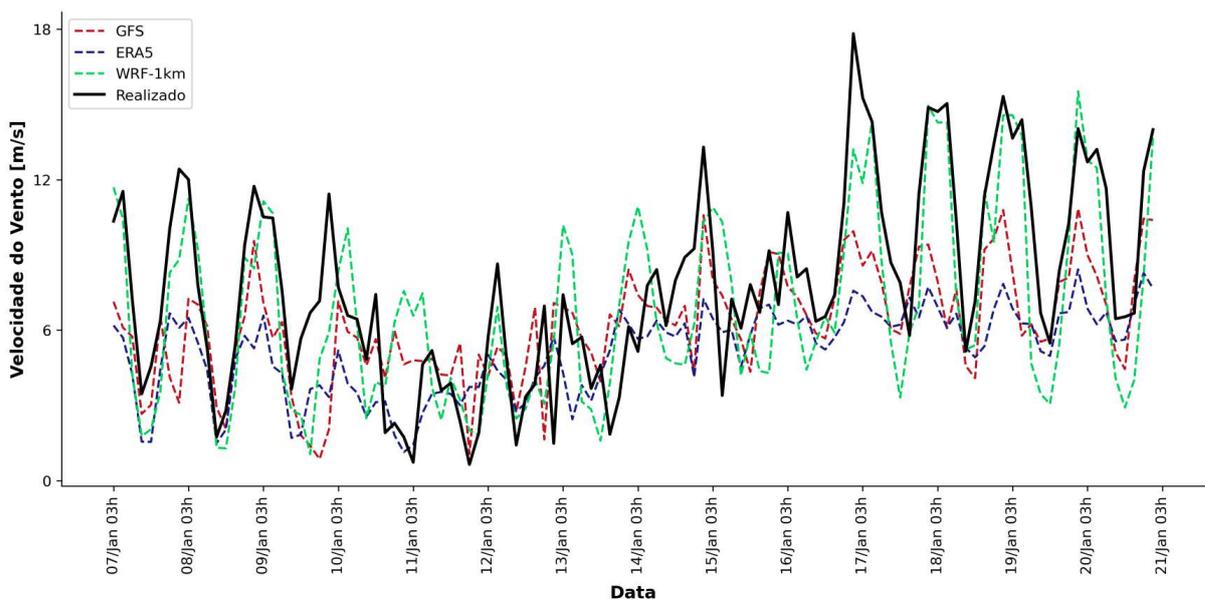


Figura 4.15 – Série temporal da velocidade do vento observada (linha sólida preta), reanálise ERA5 (linha tracejada azul), previsão do GFS (linha tracejada vermelha) e previsão do domínio WRF-1km (linha tracejada verde) no conjunto WRF-Fitch.

Na Tabela 4.7 são apresentadas as métricas calculadas para o ERA5, as previsões do GFS e do domínio WRF-1km no conjunto WRF-Fitch. O ERA5 obteve maior viés (-2,62 m/s), RMSE (3,87 m/s), MAPE (39,58 %). Já o GFS obteve menor correlação (0,61). O erro maior por essas duas fontes era de se esperar em função da intensidade do vento obtida pelo GFS e ERA5 ser geralmente menor do que o observado, o que ocorre em função da menor resolução horizontal. Os resultados indicam que o modelo com a configuração do conjunto WRF-Fitch e resolução horizontal de 1 km foi capaz de melhorar as previsões oriundas do GFS ao obter uma redução de aproximadamente 41% do viés, 20% da RMSE, 15% do MAPE e um aumento de 25% na correlação. Ressalta-se que esses resultados não são diretamente comparáveis com os da Tabela 4.3, pois há diferença nos dados considerados em função das previsões do GFS serem obtidas a cada 3h. Já na Seção 4.2, as saídas do modelo configurado por este estudo foram obtidas de forma horária.

Tabela 4.7 – Métricas estatísticas para o erro da intensidade do vento pelo GFS, ERA5 e do conjunto WRF-Fitch para a Torre 2.

Fonte	Viés [m/s]	RMSE [m/s]	MAE [m/s]	MAPE [%]	Correlação
GFS	-1,55	3,41	2,61	33,56	0,61
ERA5	-2,62	3,87	3,08	39,58	0,72
WRF-1km	-0,92	2,75	2,22	28,55	0,76

Na Figura 4.16, é apresentado o MAPE por simulação realizada. Verifica-se que em 9 dos 14 dias os resultados do WRF-1km (barra verde) são melhores, corroborando o apresentado na Tabela 4.7. No entanto, em alguns casos o GFS (barra vermelha) apresentou erro menor. Ao analisar em conjunto com a série temporal (Fig. 4.15), é possível verificar que entre os dias 9 e 10, em função do atraso no máximo de velocidade por ambas as séries, no dia 10 há superestimação pelo WRF-1km. Além disso, nos horários seguintes há subestimação também, gerando maior magnitude do erro do que o obtido pelo GFS. Ao seguir para o dia 11, novamente ambas as previsões erram, mas há maior superestimação pelo WRF-1km resultando em maior erro, padrão semelhante nas simulações dos dias 13, 14 e 15. Por fim, em 11 dos 14 dias o erro do ERA5 é maior do que o do GFS, indo de encontro ao apresentado na Tabela 4.7. Apesar da correlação do ERA5 ser melhor do que a do GFS, não é evidente que as simulações realizadas por esse estudo poderiam obter melhora expressiva caso se tivesse utilizado as condições de contorno da reanálise.

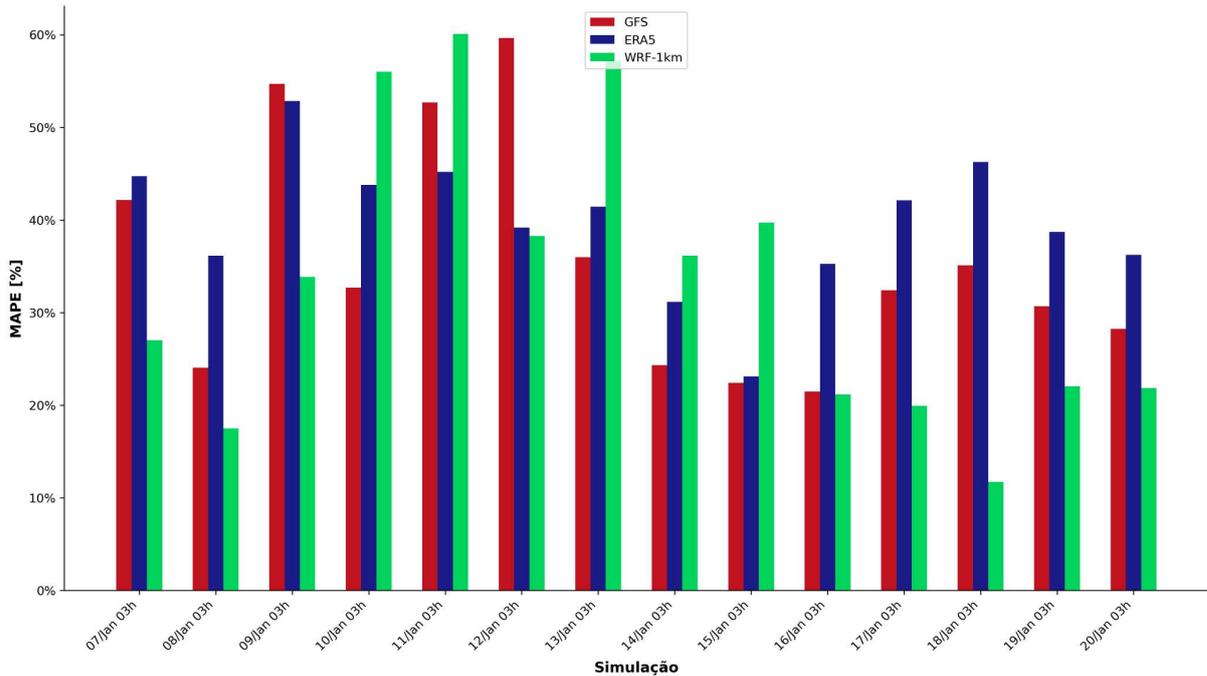


Figura 4.16 – MAPE por dia ao utilizar a reanálise ERA5 (azul), as previsões do GFS (vermelho) e do WRF-1km (verde) no conjunto WRF-Fitch.

4.4.2 Influência de fatores locais

No trabalho de LEE; LUNDQUIST (2017), foi realizada uma investigação para verificar se existia correlação entre o erro nas simulações de potência e fatores como a direção do vento, intensidade de turbulência, TKE e estabilidade. Para isso, foram utilizados como referência dados medidos por um LIDAR (*Light Detection and Ranging*) instalado na área de estudo e feita uma correlação entre as variáveis. Com correlações de aproximadamente 0.6, magnitude que não é muito expressiva, os autores verificaram que em condições com vento intenso (fraco) e baixa (alta) turbulência, havia subestimação (superestimação) nas previsões de potência em função da PPE-Fitch simular um efeito de esteira do vento maior (menor) do que o real.

Para este estudo, não haviam dados de perfiladores verticais para fazer uma verificação semelhante. No entanto, com os sensores disponíveis nas torres anemométricas, foi possível realizar uma análise semelhante para buscar possíveis correlações entre os erros nas simulações de potência e os dados medidos, além de parâmetros como o cisalhamento do vento e a intensidade de turbulência.

Não foram obtidas correlações com magnitude significativa para serem apresentadas e associadas como possível causa de erro durante as simulações. No entanto, a partir das análises realizadas nas seções 4.1 e 4.2, é possível indicar que, em condições com vento fraco, as quais

ocorrem principalmente durante o dia, quando há maior intensidade de turbulência e menor cisalhamento do vento (perfis diurnos não apresentados), houve subestimação das previsões de potência. Como esse padrão também foi verificado nas simulações WRF-Control, sua origem pode estar associada às limitações da modelagem como a dificuldade em simular o correto desenvolvimento da CLA ao longo do dia.

4.4.3 Condições meteorológicas entre os dias 10 e 11

O período entre os dias 10 e 11 foi o que apresentou maior erro nas simulações, conforme discutido nas seções anteriores. Foi possível verificar sua origem nas condições de contorno utilizadas (Figura 4.15). De forma complementar, na Figura 4.17 são apresentadas as séries de temperatura (parte superior), direção (parte central) e velocidade (parte inferior) do vento para esse período. É possível verificar que a queda na intensidade do vento ocorreu em conjunto com um giro na direção de aproximadamente leste para noroeste, acompanhada de uma diminuição da temperatura (linha sólida preta). Esse padrão não foi representado pela simulação (linha tracejada verde), com a direção simulada persistindo entre leste e sudeste, e a queda na temperatura ocorrendo de forma defasada na madrugada do dia 11. Durante o decorrer do dia 11, o padrão entre previsto e observado volta a ficar semelhante para as três variáveis. Ao final do dia 11, há novamente um giro na direção para aproximadamente norte/noroeste que não foi completamente simulado, mas sem causar impacto negativo na intensidade do vento.

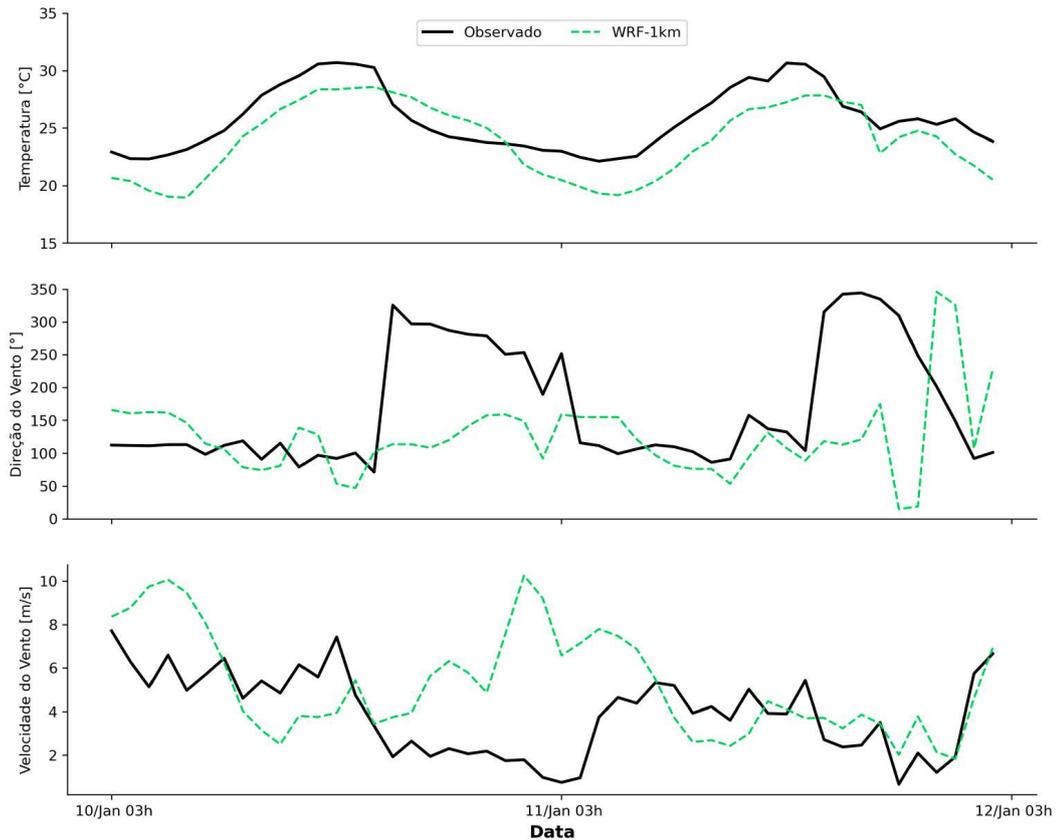


Figura 4.17 – Série temporal de temperatura (superior), direção (central) e velocidade do vento (inferior) observada (linha sólida preta) e prevista pelo domínio WRF-1km (linha tracejada verde) no conjunto WRF-Fitch na posição da Torre 2.

Ao verificar as cartas sinóticas de superfície entre o dia 10 às 12Z e o dia 11 às 00Z (Figura 4.18), nota-se que havia a presença de sistemas frontais no Oceano Atlântico e que no dia 11 houve a marcação de um cavado em superfície na costa da região sudeste. Esse cenário permaneceu até o dia 12 e pode ter favorecido às menores magnitudes de velocidade do vento no período em função de alterações no posicionamento da ASAS devido ao deslocamento dos sistemas frontais. Não foi realizada uma análise sinótica detalhada para validar essa hipótese.

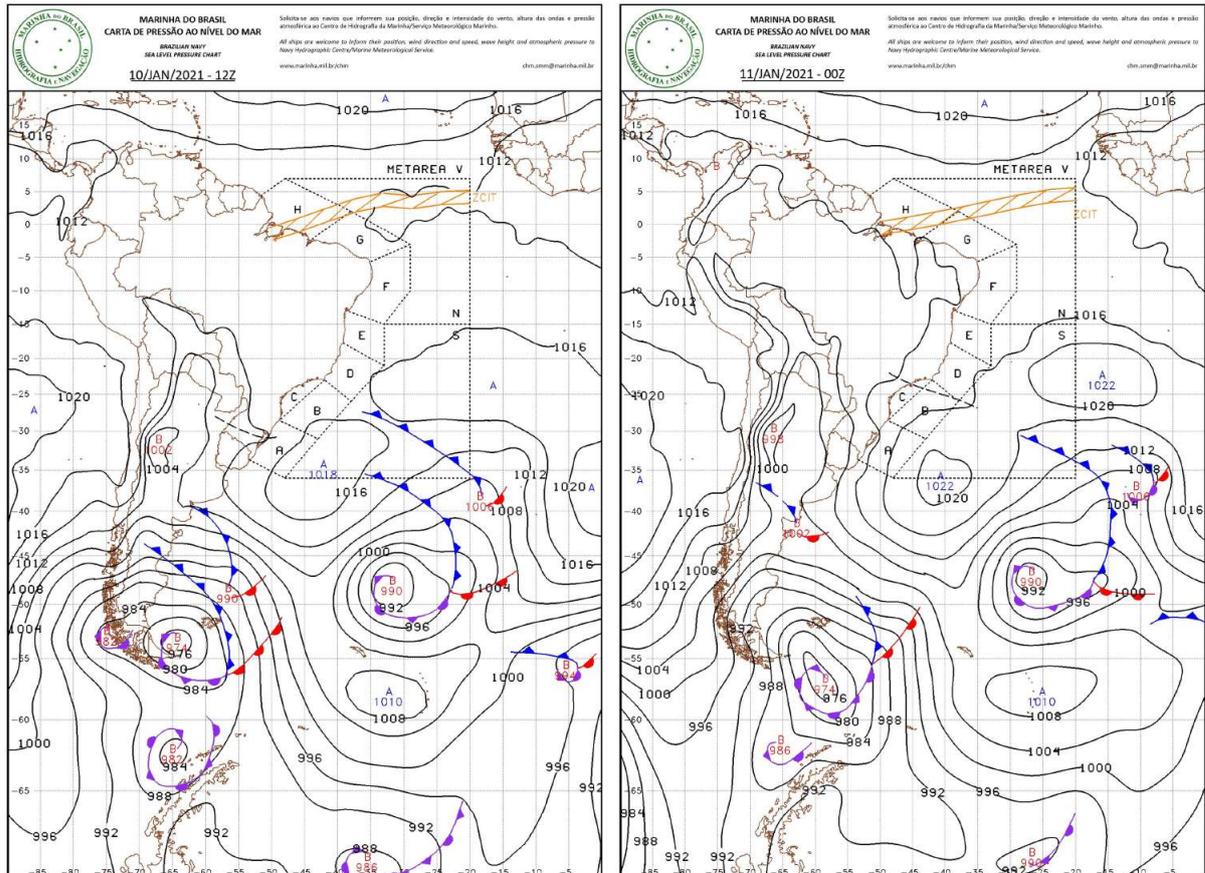


Figura 4.18 – Carta sinótica de superfície para o dia 10 às 12Z e 11 às 00Z. Fonte: Centro de Hidrografia da Marinha.

Complementarmente, imagens de satélite para o dia 10 às 20Z (Figura 4.19a) e 11 às 07Z (Figura 4.19b), horários próximos do início e fim das alterações na direção e velocidade do vento, indicam que houve a presença de convecção no interior da Bahia, próximo da área de estudo. Não havia pluviômetros disponíveis para verificar se houve precipitação no parque eólico.

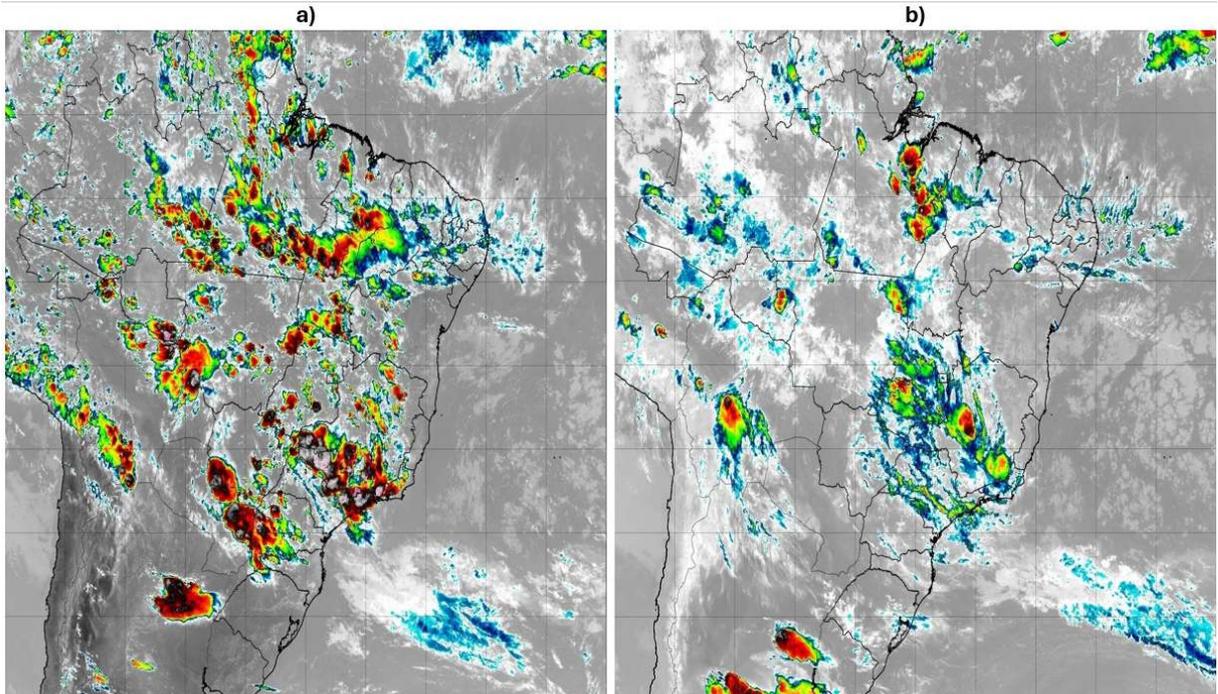


Figura 4.19 – Imagens do satélite GOES16 no canal 13 para o dia 10 às 20Z (a) e 11 às 07Z (b). Fonte: Adaptado de CPTEC.

4.5 Alterações Causadas pela PPE-Fitch na Circulação

4.5.1 Velocidade média

As seções 4.1 e 4.2 verificaram as alterações geradas pelo uso da PPE-Fitch nas simulações ao avaliar os resultados em duas torres localizadas na área de estudo. Para uma melhor ilustração espacial das mudanças causadas pelo uso da parametrização na intensidade do vento, na Figura 4.20 é apresentada a velocidade média na altura do rotor durante o período simulado para os conjuntos WRF-Control (esquerda) e WRF-Fitch (direita), com a posição das duas torres sendo representada pelos triângulos em preto.

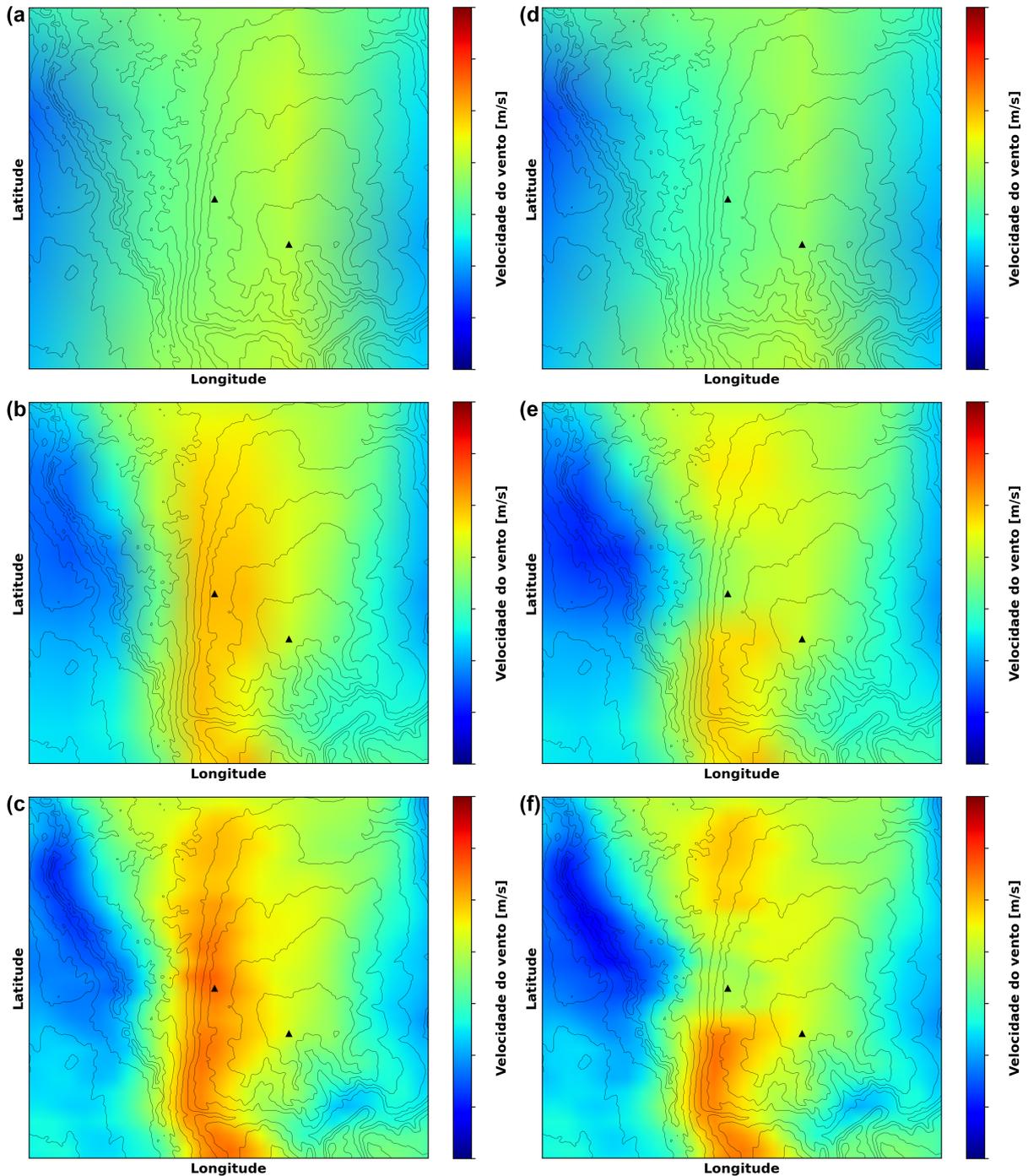


Figura 4.20 – Velocidade média na área de estudo durante o período simulado. Os valores da escala de cores foram ocultados para manter a confidencialidade. Os resultados do conjunto WRF-Control são apresentados na coluna esquerda (a,b,c) e do WRF-Fitch na coluna direita (d, e, f). A parte superior apresenta as médias para o WRF-9km (a, d), a parte central para o WRF-3km (b, e) e a parte inferior para o WRF-1km (c, f). As linhas de contorno representam a elevação em intervalos de 50m e os triângulos representam as posições das torres 1 e 2.

Como esperado, verifica-se no conjunto WRF-Control (Figura 4.20 (a), (b), (c)) que, com o aumento da resolução horizontal, houve aumento na velocidade média simulada na área de estudo e maior detalhamento das variações no local, com padrão de maior intensidade do

vento na região descendente do platô, próximo da Torre 2. Para a posição da Torre 1, a frente do parque eólico, a velocidade média foi menor e semelhante entre os domínios, o que justifica a baixa diferença nos resultados apresentados na Figura 4.1. Já na posição da Torre 2, a diferença nas médias obtidas pelos três domínios foi expressiva e corrobora a variação nos resultados apresentados na Figura 4.6.

Para o WRF-Fitch (Figura 4.20 (d), (e), (f)), observa-se a redução na velocidade média na área ao redor do parque eólico, indicando o efeito de esteira do vento simulado pela parametrização. A redução é mais pronunciada e detalhada no WRF-1km (Figura 4.20f), e resultou em velocidades médias com magnitudes semelhantes nos três domínios. Isso pode justificar a baixa diferença nos resultados de potência simulada (Fig. 4.11), a qual depende da velocidade simulada em toda a área do parque eólico. Como era esperado, não são notáveis diferença nas velocidades médias na posição da Torre 1. Já para a Torre 2, localizada dentro do parque eólico, a diferença foi expressiva ao comparar os conjuntos WRF-Controle e WRF-Fitch.

Uma forma de buscar entender se o padrão da intensidade do vento na área de estudo foi bem representado pelas simulações é comparar a razão entre as velocidades médias nas duas torres (Rel. Torre 1/2) observada e simulada pelo WRF-1km, conforme apresentado na Tabela 4.8. Para a Torre 1, em ambos os conjuntos simulados foi obtido um erro de aproximadamente -13% na velocidade média total do período. Para a Torre 2, no WRF-Controle esse erro era de 8.3% e tornou-se -13.3% no WRF-Fitch. Com isso, a relação entre as velocidades médias das duas torres apresentou um erro de 24.6% no WRF-Controle, o qual reduziu para 0.4% no WRF-Fitch. Assim, apesar de ainda haver um viés nas simulações ao utilizar a PPE-Fitch, o desvio foi da mesma magnitude entre as duas torres. Em um possível desenvolvimento de mecanismo de correção de viés, o erro semelhante entre as posições na área de estudo pode ser benéfico.

Tabela 4.8 – Erro da intensidade média do vento simulada pelo WRF-1km para as torres e da razão entre as médias nas duas posições.

Simulação	Torre 1	Torre 2	Rel. Torre 1/2
WRF-Controle	-13%	8,3%	24,6%
WRF-Fitch	-13%	-13,3%	0,4%

4.5.2 Perfil vertical da velocidade do vento

Para verificar a representação do cisalhamento do vento pelo modelo, foi estimado o expoente α simulado pelo domínio WRF-1km e o observado por meio da equação da lei de potência, dada por:

$$\alpha = \frac{\ln\left(\frac{U_{Z_2}}{U_{Z_1}}\right)}{\ln\left(\frac{Z_2}{Z_1}\right)} \quad (4.1)$$

onde U_{Z_2} e U_{Z_1} representam a velocidade do vento na altura superior (Z_2) e inferior (Z_1).

O erro médio em cada torre é apresentado na Tabela 4.9. Para a Torre 1, nos conjuntos WRF-Controle e WRF-Fitch houve subestimativa do valor de α , com o viés em relação aos dados medidos pelo sensor superior sendo maior do que o localizado na altura inferior da torre. Ao verificar as médias horárias (não apresentado), a subestimativa do valor real de α ocorreu em todos os horários do dia e foi mais pronunciada no período noturno. Para a Torre 2, no WRF-Controle o cisalhamento simulado foi próximo do observado, com pequena superestimativa, a qual foi mais presente nos horários noturnos, com subestimação na parte diurna. No entanto, no conjunto WRF-Fitch, a alteração causada pela parametrização resultou em uma subestimação do α .

Tabela 4.9 – Erro médio do parâmetro α simulado para as duas torres.

Simulação	Torre 1	Torre 2
WRF-Controle	-27,7%	2,9%
WRF-Fitch	-27,6%	-81,1%

Com isso, apesar dos menores erros de velocidade do vento terem sido obtidos ao utilizar a PPE-Fitch (Seção 4.2), a representação do perfil vertical foi prejudicada. Isso pode ter ocorrido em função da adição de turbulência pela parametrização em razão da presença dos aerogeradores ser maior do que o real, efeito já apontado em trabalhos como ARCHER *et al.* (2020). Porém, não foi realizada uma análise para confirmar essa hipótese.

4.5.3 Esteira do vento

Na Figura 4.21 é apresentada a diferença entre as velocidades médias dos conjuntos WRF-Controle e WRF-Fitch para cada domínio, ilustrando o déficit de velocidade causado pela esteira do vento simulada pela PPE-Fitch durante o período avaliado. Para o WRF-9km (Figura

4.21a), o padrão de redução obtido é homogêneo ao redor da área de estudo e o déficit também impacta a posição da Torre 1, justificando a alteração nos resultados discutida na seção 4.1 ao utilizar a PPE-Fitch. No WRF-3km (Figura 4.21b), o impacto simulado apresenta padrão mais concentrado e com variação da magnitude. Já para o WRF-1km (Figura 4.21c) foi obtido o padrão com maior detalhamento, o qual apresentou maior variação na intensidade e formato dos déficits ao redor da área de estudo.

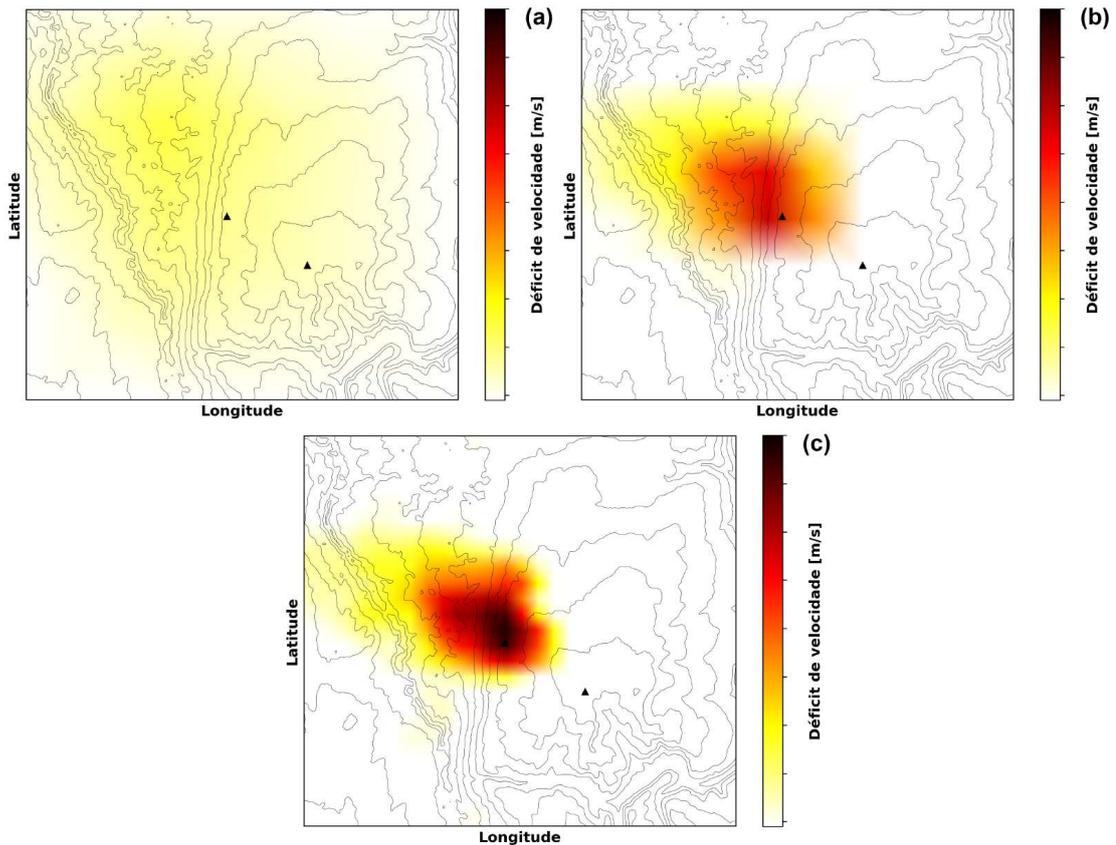


Figura 4.21 – Diferença da velocidade média durante o período simulado entre os conjuntos WRF-Control e WRF-Fitch para os domínios WRF-9km (a), WRF-3km (b) e WRF-1km (c). Os valores da escala de cores foram ocultados para manter a confidencialidade. As linhas de contorno representam a elevação em intervalos de 50m e os triângulos representam as posições das torres 1 e 2.

Entretanto, apesar do detalhamento espacial da esteira ser melhor simulado pelo WRF-1km, ressalta-se que esse estudo não realizou uma avaliação da intensidade real desse efeito durante o período simulado. Assim, não é indicado qual domínio simulou a esteira do vento com estrutura e intensidade mais fidedigna com a realidade.

5 CONCLUSÕES

Esse estudo teve como objetivo diminuir a lacuna de pesquisas em parques eólicos no Brasil sobre o uso da parametrização desenvolvida por FITCH *et al.* (2012) ao realizar simulações para um projeto operacional localizado no interior da Bahia. Para isso, foi avaliado um período de 15 dias e os resultados foram validados com a produção de energia do parque eólico e por dados observados de 2 torres anemométricas instaladas ao redor da área de estudo.

Para as simulações de intensidade do vento, em ambas as torres os melhores resultados foram obtidos pelo domínio com resolução horizontal de 1 km. Para a torre localizada no interior do parque eólico, a melhoria ao utilizar a parametrização foi substancial, especialmente nos domínios com melhor resolução horizontal, validando o diferencial em realizar simulações no modelo WRF utilizando a PPE-Fitch em locais afetados pela presença de parques eólicos.

Para a geração de potência, a tendência geral foi de subestimação e os resultados foram semelhantes entre os domínios configurados, com o WRF-3km possuindo melhor desempenho. Essa menor diferença pode ter ocorrido pelo arrasto causado pela PPE-Fitch no WRF-3km e WRF-1km ter resultado em velocidades médias semelhantes.

Ao verificar o comportamento do erro das simulações, foi obtido pior desempenho em previsões para velocidades abaixo de 6 m/s, as quais ocorreram em média durante o período diurno, quando há menor cisalhamento do vento e maior turbulência na área de estudo. Além disso, alguns dos dias impactaram negativamente os resultados, os quais estiveram associados às condições iniciais e de contorno utilizadas. Assim, a maioria dos erros não foi originada pela parametrização.

Como possível desvantagem do uso da PPE-Fitch, destaca-se a obrigatoriedade em utilizar a parametrização da CLA denominada MYNN 2.5 (NAKANISHI; NIINO, 2009). Assim, caso esse esquema não seja representativo para a região avaliada, as simulações podem ser afetadas negativamente. Além disso, em alguns casos houve impacto negativo ao utilizar a PPE-Fitch em função dos resultados no conjunto WRF-Controle já estarem próximos ao observado. Assim, com a inclusão do arrasto pela parametrização, houve subestimação.

Enfatiza-se que as conclusões retiradas por esse estudo são representativas para o período simulado, o qual totalizou 15 dias. Por isso, como um dos pontos de melhoria futura, recomenda-se aumentar o número de simulações realizadas para obter-se uma distribuição estatística de resultados ainda mais robusta. Também pode ser investigado um mecanismo de correção de

viés das simulações para obter resultados assertivos em maior frequência. Além disso, pode ser realizada uma comparação ao realizar simulações utilizando a EWP (VOLKER *et al.*, 2015), a qual não depende de apenas uma parametrização da CLA, para verificar qual delas desempenha melhor na área de estudo.

Apesar dos pontos ressaltados, erros em certa magnitude serão inerentes às previsões em função de fatores como erros nas condições de contorno e limitações das parametrizações físicas. Esse estudo buscou entender as características que originaram maiores deficiências nos resultados e, com esse conhecimento, o profissional que utilizar as previsões poderá ser capaz de prover informações mais assertivas do que apenas os resultados do modelo. Houve benefício em utilizar a PPE-Fitch, demonstrando ser um método viável e benéfico, o qual deve continuar a ser alvo de estudos.

Referências Bibliográficas

- ABEEOLICA. *Boletim de Geração Eólica 2022*. 2023. Disponível em: <https://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2023/06/Boletim-de-Geracao-Eolica-2022.pdf>. Citado 4 vezes nas páginas v, 1, 2 e 30.
- Agência Nacional de Energia Elétrica. *Resolução Normativa ANEEL nº 391/2009*. 2009. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2009391.pdf>. Citado na página 14.
- AINSLIE, J. Calculating the flowfield in the wake of wind turbines. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, v. 27, n. 1, p. 213–224, 1988. ISSN 0167-6105. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0167610588900372>. Citado 3 vezes nas páginas vi, 18 e 19.
- ARCHER, C. L. *et al.* Two corrections for turbulent kinetic energy generated by wind farms in the wrf model. *Monthly weather review*, v. 148, n. 12, p. 4823–4835, 2020. Citado 2 vezes nas páginas 27 e 71.
- BARTHELMIE, R. J.; PRYOR, S. An overview of data for wake model evaluation in the virtual wakes laboratory. *Applied energy*, Elsevier, v. 104, p. 834–844, 2013. Citado na página 14.
- BELJAARS, A. C. M. The parametrization of surface fluxes in large-scale models under free convection. *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, v. 121, n. 522, p. 255–270, 1995. Disponível em: <https://rmets.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/qj.49712152203>. Citado na página 38.
- BETZ, A. *Introduction to the Theory of Flow Machines*. Oxford: Pergamon Press, 1966. ISBN 9780080114330. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/book/9780080114330/introduction-to-the-theory-of-flow-machines>. Citado na página 9.
- BEZERRA, F. D. *Energia eólica no Nordeste*. Fortaleza, 2021. (Caderno Setorial ETENE, 200). Disponível em: <https://www.bnb.gov.br/s482-dspace/handle/123456789/1045>. Citado 3 vezes nas páginas vi, 30 e 31.
- BLAHAK, U. *et al.* A simple parameterization of drag forces induced by large wind farms for numerical weather prediction models. In: *Proceedings of European wind energy conference and exhibition*. [S.l.: s.n.], 2010. v. 1, p. 4577–4585. Citado 2 vezes nas páginas 21 e 23.
- BRANLARD, E. *et al.* Wind farm blockage effects: comparison of different engineering models. In: IOP PUBLISHING. *Journal of Physics: Conference Series*. [S.l.], 2020. v. 1618, n. 6, p. 062036. Citado 2 vezes nas páginas v e 13.
- BURTON, T. *et al.* *Wind energy handbook*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2011. Citado 4 vezes nas páginas v, 9, 11 e 12.
- CAVALCANTI, I. F. *Tempo e clima no Brasil*. [S.l.]: Oficina de textos, 2016. Citado na página 32.
- CHURCHFIELD, M. J. *A Review of Wind Turbine Wake Models and Future Directions*. [S.l.], 2014. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60208.pdf>. Citado 3 vezes nas páginas vi, 18 e 19.

CLARKE, S.; ENG, P. Electricity generation using small wind turbines for home or farm use. *Vitattu*, v. 19, n. 2020, p. 18–005, 2018. Citado 2 vezes nas páginas v e 9.

COSTA, S. B. *et al.* Extreme precipitation events on the east coast of brazil's northeast: Numerical and diagnostic analysis. *Water*, v. 14, n. 19, 2022. ISSN 2073-4441. Disponível em: <https://www.mdpi.com/2073-4441/14/19/3135>. Citado na página 39.

de Jong, P. *et al.* Forecasting high proportions of wind energy supplying the brazilian northeast electricity grid. *Applied Energy*, v. 195, p. 538–555, 2017. ISSN 0306-2619. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261917302726>. Citado na página 32.

Duarte Jacondino, W. *et al.* Hourly day-ahead wind power forecasting at two wind farms in northeast brazil using wrf model. *Energy*, v. 230, p. 120841, 2021. ISSN 0360-5442. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544221010896>. Citado na página 39.

FISCHEREIT, J. *et al.* Review of mesoscale wind-farm parametrizations and their applications. *Boundary-Layer Meteorology*, Springer, v. 182, n. 2, p. 175–224, 2022. Citado 12 vezes nas páginas v, vi, 2, 3, 4, 5, 19, 20, 21, 22, 23 e 27.

FITCH, A. C. Notes on using the mesoscale wind farm parameterization of fitch et al.(2012) in wrf. *Wind Energy*, Wiley Online Library, v. 19, n. 9, p. 1757–1758, 2016. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 26.

FITCH, A. C. *et al.* Mesoscale influences of wind farms throughout a diurnal cycle. *Monthly Weather Review*, American Meteorological Society, v. 141, n. 7, p. 2173–2198, 2013. Citado 2 vezes nas páginas 3 e 27.

FITCH, A. C. *et al.* Local and mesoscale impacts of wind farms as parameterized in a mesoscale nwp model. *Monthly Weather Review*, American Meteorological Society, v. 140, n. 9, p. 3017–3038, 2012. Citado 10 vezes nas páginas 4, 16, 21, 23, 25, 27, 29, 36, 38 e 73.

Force Technology. *Drone Inspection of Wind Turbines Onshore and Offshore*. 2024. Accessed: September 21, 2024. Disponível em: <https://forcetechnology.com/en/services/inspection/drone-inspection-of-wind-turbines-onshore-and-offshore>. Citado na página 55.

FRANSEN, S. *et al.* Analytical modelling of wind speed deficit in large offshore wind farms. *Wind Energy: An International Journal for Progress and Applications in Wind Power Conversion Technology*, Wiley Online Library, v. 9, n. 1-2, p. 39–53, 2006. Citado 3 vezes nas páginas vi, 17 e 18.

FREITAS, S. R. *et al.* The brazilian developments on the regional atmospheric modeling system (brams 5.2): an integrated environmental model tuned for tropical areas. *Geoscientific Model Development*, Copernicus GmbH, v. 10, n. 1, p. 189–222, 2017. Citado na página 5.

GARCIA, D. W. *et al.* Evaluation of wrf performance in simulating an extreme precipitation event over the south of minas gerais, brazil. *Atmosphere*, v. 14, n. 8, 2023. ISSN 2073-4433. Disponível em: <https://www.mdpi.com/2073-4433/14/8/1276>. Citado na página 38.

GIEBEL, G.; KARINIOTAKIS, G. Wind power forecasting—a review of the state of the art. *Renewable energy forecasting*, Elsevier, p. 59–109, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 2 e 19.

GRELL, G. A.; FREITAS, S. R. A scale and aerosol aware stochastic convective parameterization for weather and air quality modeling. *Atmospheric Chemistry and Physics*, v. 14, n. 10, p. 5233–5250, 2014. Disponível em: <https://acp.copernicus.org/articles/14/5233/2014/>. Citado 2 vezes nas páginas 38 e 39.

GWEC. *Global Wind Report 2024*. 2024. Disponível em: https://gwec.net/wp-content/uploads/2024/04/GWR-2024_digital-version_final-1.pdf. Citado na página 1.

HERSBACH, H. *et al.* *The ERA5 global reanalysis*, *QJ Roy. Meteor. Soc.*, 146, 1999–2049. 2020. Citado na página 29.

HONG, S.-Y. Hongandlim-jkms-2006. *Journal of the Korean Meteorological Society*, v. 42, p. 129–151, 06 2006. Citado 2 vezes nas páginas 38 e 39.

HONG, S.-Y. *et al.* A new vertical diffusion package with an explicit treatment of entrainment processes. *Monthly weather review*, American Meteorological Society, v. 134, n. 9, p. 2318–2341, 2006. Citado 2 vezes nas páginas 29 e 38.

IACONO, M. J. *et al.* Radiative forcing by long-lived greenhouse gases: Calculations with the aer radiative transfer models. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, v. 113, n. D13, 2008. Disponível em: <https://agupubs.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1029/2008JD009944>. Citado 2 vezes nas páginas 38 e 39.

IEA. *World Energy Outlook 2023*. 2023. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>. Citado na página 1.

Jensen, N O. *Note on wind generator interaction. [Wakes]*. 1983. Citado 3 vezes nas páginas vi, 17 e 18.

JIMÉNEZ, P. A. *et al.* A revised scheme for the wrf surface layer formulation. *Monthly weather review*, v. 140, n. 3, p. 898–918, 2012. Citado 2 vezes nas páginas 38 e 39.

JUNIOR, P. E. P. *A contribuição do JBNAS para a precipitação em um episódio de ZCAS: análises físicas e simulações com o modelo WRF*. Dissertação (Mestrado) — Instituto de Astronomia, Geofísica e Ciências Atmosféricas, Universidade de São Paulo, São Paulo, may 2021. Disponível em: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/14/14133/tde-07072021-122852/en.php>. Citado na página 38.

KEITH, D. W. *et al.* The influence of large-scale wind power on global climate. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, National Acad Sciences, v. 101, n. 46, p. 16115–16120, 2004. Citado na página 20.

LANGE, M.; HEINEMANN, D. Accuracy of short term wind power predictions depending on meteorological conditions. In: *CD-Proc. of the 2002 Global Windpower Conference, Paris, France*. [S.l.: s.n.], 2002. Citado 2 vezes nas páginas v e 11.

LEE, J. C.; LUNDQUIST, J. K. Evaluation of the wind farm parameterization in the weather research and forecasting model (version 3.8. 1) with meteorological and turbine power data. *Geoscientific Model Development*, Copernicus GmbH, v. 10, n. 11, p. 4229–4244, 2017. Citado 5 vezes nas páginas 3, 4, 27, 36 e 64.

LUNDQUIST, J. K. *et al.* Costs and consequences of wind turbine wake effects arising from uncoordinated wind energy development. *Nature Energy*, Nature Publishing Group UK London, v. 4, n. 1, p. 26–34, 2019. Citado na página 3.

- LUPASCU, A. *et al.* Using a high resolution topographic data set and analysis of the impact on the forecast of meteorological parameters. 2015. Disponível em: https://www.researchgate.net/profile/Aura-Lupascu-2/publication/280785747_Using_a_high_resolution_topographic_data_set_and_analysis_of_the_impact_on_the_forecast_of_meteorological_parameters/links/570cb12908ae2eb94223cc22/Using-a-high-resolution-topographic-data-set-and-analysis-of-the-impact-on-the-forecast-of-meteorologica.pdf. Citado na página 37.
- MACHEFAUX, E. *et al.* An experimental and numerical study of the atmospheric stability impact on wind turbine wakes. *Wind Energy*, Wiley Online Library, v. 19, n. 10, p. 1785–1805, 2016. Citado 2 vezes nas páginas vi e 15.
- MEDICI, D. *et al.* The upstream flow of a wind turbine: blockage effect. *Wind Energy*, Wiley Online Library, v. 14, n. 5, p. 691–697, 2011. Citado na página 12.
- MOHTASHAM, J. Renewable energies. *Energy Procedia*, Elsevier, v. 74, p. 1289–1297, 2015. Citado na página 1.
- NAKANISHI, M.; NIINO, H. Development of an improved turbulence closure model for the atmospheric boundary layer. *Journal of the Meteorological Society of Japan. Ser. II*, v. 87, n. 5, p. 895–912, 2009. Citado 4 vezes nas páginas 29, 38, 39 e 73.
- National Centers for Environmental Prediction, National Weather Service, NOAA, U.S. Department of Commerce. *NCEP GFS 0.25 Degree Global Forecast Grids Historical Archive*. Boulder CO: Research Data Archive at the National Center for Atmospheric Research, Computational and Information Systems Laboratory, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.5065/D65D8PWK>. Citado na página 39.
- NIU, G.-Y. *et al.* The community noah land surface model with multiparameterization options (noah-mp): 1. model description and evaluation with local-scale measurements. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, Wiley Online Library, v. 116, n. D12, 2011. Citado 2 vezes nas páginas 38 e 39.
- OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. *O Sistema em Números*. 2022. Data do último acesso: 17 de fevereiro de 2023. Disponível em: <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Citado na página 2.
- Operador Nacional do Sistema Elétrico. *Evolução da Matriz Elétrica e da Carga a Nível Estadual*. 2024. Acesso em: 4 ago. 2024. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiNjIxMmMwQxMmYtNDIhZS00MzNmLTgzODctMjBhZGM2YTRjODNIIiwidCI6IjNhZGVINWZjLT>. Citado na página 30.
- OPTIS, M. The next generation in wind resource modeling. 2023. Citado 3 vezes nas páginas 14, 15 e 29.
- PARANHOS, B. R. *et al.* Atmospheric modeling for estimating wind potential: a spatio-temporal assessment of the northeast region of brazil. *Energy, Environment and Storage*, v. 2, n. 2, p. 1–13, 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.52924/YNYG1911>. Citado na página 39.
- PICOLO, A. P. *et al.* Uma abordagem sobre a energia eólica como alternativa de ensino de tópicos de física clássica. *Revista brasileira de ensino de física*, SciELO Brasil, v. 36, p. 01–13, 2014. Citado na página 10.

- PLATIS, A. *et al.* First in situ evidence of wakes in the far field behind offshore wind farms. *Scientific reports*, Nature Publishing Group UK London, v. 8, n. 1, p. 2163, 2018. Citado 2 vezes nas páginas 14 e 15.
- PORTÉ-AGEL, F. *et al.* Wind-turbine and wind-farm flows: A review. *Boundary-layer meteorology*, Springer, v. 174, p. 1–59, 2020. Citado 9 vezes nas páginas v, 3, 11, 12, 13, 14, 15, 16 e 20.
- PORTÉ-AGEL, F. *et al.* Large-eddy simulation of atmospheric boundary layer flow through wind turbines and wind farms. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, Elsevier, v. 99, n. 4, p. 154–168, 2011. Citado na página 27.
- PULIAFITO, S. *et al.* Evaluation of the wrf model configuration for zonda wind events in a complex terrain. *Atmospheric Research*, v. 166, p. 24–32, 2015. ISSN 0169-8095. Disponível em: (<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0169809515001866>). Citado na página 37.
- RADÜNZ, W. C. *et al.* Influence of atmospheric stability on wind farm performance in complex terrain. *Applied Energy*, Elsevier, v. 282, p. 116149, 2021. Citado 4 vezes nas páginas vi, 16, 17 e 32.
- RODRIGO, J. S. *et al.* Mesoscale to microscale wind farm flow modeling and evaluation. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Energy and Environment*, Wiley Online Library, v. 6, n. 2, p. e214, 2017. Citado na página 4.
- RODRIGUES, L. F. *et al.* Wind farm: a new module for the brams. *Ciência e Natura*, v. 42, 2020. Citado na página 5.
- RODRIGUEZ, E. *et al.* An assessment of the SRTM topographic products, *Technical Report JPL D-31639*. [S.l.: s.n.], 2005. Citado na página 37.
- SCHNEEMANN, J. *et al.* Cluster wakes impact on a far-distant offshore wind farm's power. *Wind Energy Science*, Copernicus GmbH, v. 5, n. 1, p. 29–49, 2020. Citado na página 2.
- SEDAGHATIZADEH, N. *et al.* Modelling of wind turbine wake using large eddy simulation. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 115, p. 1166–1176, 2018. Citado na página 19.
- SHEPHERD, T. *et al.* Sensitivity of wind turbine array downstream effects to the parameterization used in wrf. *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, American Meteorological Society, v. 59, n. 3, p. 333–361, 2020. Citado 2 vezes nas páginas 20 e 28.
- SIMLEY, E. *et al.* Characterization of wind velocities in the upstream induction zone of a wind turbine using scanning continuous-wave lidars. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, AIP Publishing, v. 8, n. 1, 2016. Citado na página 12.
- SKAMAROCK, W. A description of the advanced research wrf version 3. *Tech. Note*, p. 1–96, 2008. Citado 2 vezes nas páginas 3 e 35.
- SOHONI, V. *et al.* A critical review on wind turbine power curve modelling techniques and their applications in wind based energy systems. *Journal of Energy*, Hindawi, v. 2016, 2016. Citado 2 vezes nas páginas v e 10.

- Sparrow Crane. *What is the Safe Wind Speed for a Crane Operation?* 2024. Accessed: September 21, 2024. Disponível em: [https://www.sparrowcrane.co.uk/faq/what-is-the-safe-wind-speed-for-a-crane-operation/#:~:text=However%2C%20as%20a%20general%20rule,\(56.32%20km%2Fh\)](https://www.sparrowcrane.co.uk/faq/what-is-the-safe-wind-speed-for-a-crane-operation/#:~:text=However%2C%20as%20a%20general%20rule,(56.32%20km%2Fh)). Citado na página 55.
- STOELINGA, M. *et al.* Estimating long-range external wake losses in energy yield and operational performance assessments using the wrf wind farm parameterization. 2022. Citado 4 vezes nas páginas 4, 14, 15 e 29.
- STÜKER, E. *et al.* Evaluation of the turbulence wake generated by a theoretical wind farm in the pampa gaucho region using the wrf model. 2020. Citado 2 vezes nas páginas 5 e 29.
- STULL, R. B. *An introduction to boundary layer meteorology*. [S.l.]: Springer Science & Business Media, 1988. v. 13. Citado na página 7.
- STULL, R. B. *et al.* *Meteorology for scientists and engineers*. [S.l.]: Brooks/Cole, 2000. Citado 4 vezes nas páginas v, 7, 8 e 20.
- TEWARI, N. M. *et al.* Implementation and verification of the unified noah land surface model in the wrf model (formerly paper number 17.5). In: *Proceedings of the 20th conference on weather analysis and forecasting/16th conference on numerical weather prediction, Seattle, WA, USA*. [S.l.: s.n.], 2004. v. 14. Citado na página 38.
- TOMASZEWSKI, J. M.; LUNDQUIST, J. K. Simulated wind farm wake sensitivity to configuration choices in the weather research and forecasting model version 3.8. 1. *Geoscientific Model Development*, Copernicus GmbH, v. 13, n. 6, p. 2645–2662, 2020. Citado 3 vezes nas páginas 1, 28 e 37.
- Triad Machinery. *Wind Speed for Mobile Crane Operations*. 2024. Accessed: September 21, 2024. Disponível em: <https://triadmachinery.com/blog/wind-speed-for-mobile-crane-operations/#:~:text=Generally%20speaking%2C%20cranes%20should%20proceed,wind%20speeds%20exceed%2040%20mph>. Citado na página 55.
- United States Geological Survey (USGS). *USGS EROS Archive - Digital Elevation - Global 30 Arc-Second Elevation (GTOPO30)*. 2024. https://www.usgs.gov/centers/eros/science/usgs-eros-archive-digital-elevation-global-30-arc-second-elevation-gtopo30?qt-science_center_objects=0#qt-science_center_objects. [Accessed: 2024-07-14]. Citado na página 37.
- VERMEER, L. *et al.* Wind turbine wake aerodynamics. *Progress in aerospace sciences*, Elsevier, v. 39, n. 6-7, p. 467–510, 2003. Citado 2 vezes nas páginas 13 e 14.
- VOLKER, P. *et al.* The explicit wake parametrisation v1. 0: a wind farm parametrisation in the mesoscale model wrf. *Geoscientific Model Development*, Copernicus GmbH Göttingen, Germany, v. 8, n. 11, p. 3715–3731, 2015. Citado 4 vezes nas páginas 3, 21, 23 e 74.
- WEISMAN, M. L. *et al.* The resolution dependence of explicitly modeled convective systems. *Monthly Weather Review*, American Meteorological Society, Boston MA, USA, v. 125, n. 4, p. 527 – 548, 1997. Disponível em: https://journals.ametsoc.org/view/journals/mwre/125/4/1520-0493_1997_125_0527_trdoem_2.0.co_2.xml. Citado na página 38.
- WILKS, D. S. *Statistical methods in the atmospheric sciences*. [S.l.]: Academic press, 2011. v. 100. Citado na página 41.

YUAN, R. *et al.* Coupled wind farm parameterization with a mesoscale model for simulations of an onshore wind farm. *Applied Energy*, v. 206, p. 113–125, 2017. ISSN 0306-2619. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261917310334>. Citado 5 vezes nas páginas vi, 1, 4, 24 e 28.

ZHANG, C.; WANG, Y. Projected future changes of tropical cyclone activity over the western north and south pacific in a 20-km-mesh regional climate model. *Journal of Climate*, American Meteorological Society, v. 30, n. 15, p. 5923–5941, 2017. Citado na página 38.