

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE PELOTAS**  
**Faculdade de Meteorologia**  
**Programa de Pós-Graduação em Meteorologia**



**Dissertação**

**Previsão horária do Vento utilizando o modelo WRF para geração de energia  
eólica na região Nordeste do Brasil**

**William Duarte Jacondino**

**Pelotas, 2020**

**WILLIAM DUARTE JACONDINO**

**Previsão horária do Vento utilizando o modelo WRF para geração de energia  
eólica na região Nordeste do Brasil**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Meteorologia da Universidade Federal de Pelotas, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Meteorologia.

Orientador: Prof. Dr. Leonardo Calvetti

Pelotas, 2020

Universidade Federal de Pelotas / Sistema de Bibliotecas  
Catalogação na Publicação

J15p Jacondino, William Duarte

Previsão horária do vento utilizando o modelo WRF para geração de energia eólica na região Nordeste do Brasil / William Duarte Jacondino ; Leonardo Calvetti, orientador. — Pelotas, 2020.

136 f. : il.

Dissertação (Mestrado) — Programa de Pós-Graduação em Meteorologia, Faculdade de Meteorologia, Universidade Federal de Pelotas, 2020.

1. Energia eólica. 2. Previsão numérica do tempo. 3. Nordeste do Brasil. I. Calvetti, Leonardo, orient. II. Título.

CDD : 333.792

Elaborada por Ubirajara Buddin Cruz CRB: 10/901

William Duarte Jacondino

**Previsão horária do Vento utilizando o modelo WRF para geração de energia  
eólica na região Nordeste do Brasil**

Data da Defesa: 14 de fevereiro de 2020

Banca examinadora:

Prof. Dr. Leonardo Calvetti (Orientador)

Doutor em Meteorologia pela Universidade Federal de São Paulo (USP).

Prof. Dr. Mateus da Silva Teixeira

Doutor em Meteorologia pelo Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE).

Prof. Dr. Jonas da Costa Carvalho

Doutor em Meteorologia pela Universidade Federal de São Paulo (USP).

## **AGRADECIMENTOS**

Ao Centro de Pesquisas e previsões Meteorológicas da Universidade Federal de Pelotas (CPMET-UFPEL) e pelo suporte e infraestrutura disponibilizada, especialmente na disponibilização do uso dos computadores do laboratório para realizar as previsões numéricas que possibilitaram a realização da presente dissertação.

Ao Programa de Pós-Graduação em Meteorologia da UFPEL (PGMet), e ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pela concessão da bolsa de mestrado.

Ao meu orientador Leonardo Calvetti pelo o apoio e incentivo durante a realização de todo o trabalho.

Por último, quero agradecer a toda minha família pelo apoio incondicional que me deram, especialmente aos meus pais.

## Resumo

Jacondino, William Duarte. **Previsão horária do Vento utilizando o modelo WRF para geração de energia eólica na região Nordeste do Brasil**. 2019. 136f. Dissertação (Mestrado em Meteorologia) - Programa de Pós-graduação em Meteorologia, Faculdade de Meteorologia, Universidade Federal de Pelotas, Pelotas, 2019.

A energia eólica requer previsões acuradas para uma integração adequada ao sistema da rede elétrica. Para isso, modelos numéricos regionais como o WRF tem sido cada vez mais utilizados para prever a geração elétrica dos parques eólicos. Este trabalho teve como objetivo prever e validar a velocidade do vento e a produção de dois parques eólicos utilizando o WRF em alta resolução. Pela análise observacional, constatou-se que a primavera é a estação do ano de 2017 que apresenta as maiores velocidades médias mensais do vento, com pico máximo no mês de setembro, enquanto que as menores velocidades variam durante o trimestre Março-Abril-Maio. O período diurno entre as 10:00 h e 17:00 h local é o que apresenta com maior frequência velocidades  $\geq 10 \text{ m.s}^{-1}$ . A direção do vento variou de leste a sul, com predominâncias das direções leste e sudeste, em cerca de 80% do tempo. Durante os trimestres que correspondem ao verão e outono, as distribuições de Weibull foram mais concentradas em torno de 6,5 e 7  $\text{m.s}^{-1}$ , indicando que nesse período do ano há maior probabilidade de ocorrência de velocidades médias menores, implicando em menor produtividade para energia eólica. O contrário é observado no inverno e primavera, com exceção do mês de junho, em que as distribuições estão mais concentradas em torno de velocidades  $\geq 8 \text{ m.s}^{-1}$  e apresentaram maior probabilidade de ocorrência de velocidades médias maiores, se mostrando o melhor período do ano de 2017 para geração de energia eólica. Com relação a modelagem numérica, os resultados indicam que o WRF é capaz de realizar satisfatoriamente previsões operacionais de energia eólica para a região de estudo com a combinação adequada de esquemas físicos. O experimento com esquema de fechamento local BouLAC apresentou previsões melhores que o esquema híbrido ACM2 para ambos períodos de estudo (abril e setembro). O melhor erro médio absoluto mensal foi de 1,16  $\text{m.s}^{-1}$  para a velocidade do vento e de 12,6% para a geração eólica em abril, e de 1,19  $\text{m.s}^{-1}$  e 13,3%, respectivamente, em setembro. O desempenho considerando o horizonte de 24 h x 48 h de previsão foi semelhante, embora cada um tenha um desempenho melhor para cada experimento sob determinadas condições meteorológicas.

**Palavras-chave:** energia eólica; previsão numérica do tempo; nordeste do Brasil

## Abstract

Jacondino, William Duarte. **Hourly wind forecast using the WRF model for wind power generation in the Northeast region of Brazil.** 2019. 136f. Dissertation (Master Degree in Meteorology) - Programa de Pós-graduação em Meteorologia, Faculdade de Meteorologia, Universidade Federal de Pelotas, Pelotas, 2019.

Wind energy requires accurate forecasts for adequate integration into the electric grid system. To this purpose, regional numerical models such as WRF have been increasingly used to predict wind power of wind farms. This dissertation focuses on the forecast and validation of wind speed and production of two wind farms using WRF in high resolution. By the observational analysis, it was observed that spring is the season of 2017 that presents the highest average monthly wind speeds, with maximum peak in the month of September, while lower speeds vary during the March-April-May quarter. The diurnal period between 10:00 am and 5:00 pm local time is the one with the most frequently wind speed  $\geq 10 \text{ m.s}^{-1}$ . Wind direction varies from east to south, with predominance of east and southeast directions, in about 80% of the time. During the quarters that correspond to summer and fall, Weibull distributions are more concentrated around 6.5 and 7  $\text{m.s}^{-1}$ , indicating that in this period of the year there is a greater probability of occurrence of lower average speeds, implying in lower productivity for wind energy. The opposite is observed in winter and spring, with the exception of June, where the distributions are more concentrated around speeds  $\geq 8 \text{ m.s}^{-1}$  and there is a higher probability of higher average speeds to occur, showing that this was the best period of the year 2017 for wind power generation. With respect to numerical modeling, results show that WRF yields good operational forecasts of wind energy for the study region with the appropriate combination of physical schemes. The BouLAC local closure scheme experiment showed better predictions than the hybrid ACM2 scheme for both study periods (April and September). The best mean monthly absolute error obtained was  $1.16 \text{ ms}^{-1}$  for wind speed and 12.6% for wind generation in April, and  $1.19 \text{ ms}^{-1}$  and 13.3%, respectively, in September. Model performance considering the 24 h x 48 h forecast horizon was similar, although each one performs better for each experiment under certain weather conditions.

**Key-words:** wind power; numerical weather prediction; northeast of brazil

## Lista de Figuras

Figura 1 - Escalas de tempo e espaço dos movimentos atmosféricos aplicados à energia eólica.....	24
Figura 2 - Modelo conceitual do ciclo diário da estrutura vertical da CLP.....	28
Figura 3 - Perfil vertical do vento para diferentes tipos de rugosidade superficial.....	30
Figura 4 - Esquema básico de alguns dos principais componentes constituintes de um aerogerador.....	31
Figura 5 - Capacidade nova e acumulada de energia eólica separado por estado no Brasil de contratos já viabilizados em leilões já realizados e no mercado livre.....	32
Figura 6 - Top 10 mundial de capacidade eólica acumulada (A) e nova (B) em 2018. ....	33
Figura 7 - Mapa do Sistema Interligado Nacional - Horizonte 2017.....	34
Figura 8 - Matriz elétrica Brasileira (em GW). ....	37
Figura 9 - Localização do Estado do Rio Grande do Norte na região Nordeste do Brasil (NEB), com suas mesorregiões Oeste, Central, Agreste e Leste Potiguar, respectivamente. O município de Parazinho está sombreado em vermelho no extremo norte da mesorregião Agreste.....	53
Figura 10 - Localização das duas torres anemométricas de 95 m, A1 e A2 (triângulos em branco) utilizadas para estudo em Parazinho-RN. ....	54
Figura 11 - Exemplo de histograma e distribuição de Weibull utilizada para este estudo. O histograma mostra a velocidade do vento ( $m.s^{-1}$ ) para dezembro de 2017 na torre A1 com a distribuição de Weibull ajustada aos dados. ....	58
Figura 12 - Volume de ar cilíndrico.....	60
Figura 13 - Curva de potência do aerogerador Vestas V-100 de 2.0 MW.....	65



Figura 14 - Domínio WRF, D1: grade 9 km, D2: grade 3 km e D3: grade 1 km. Todos os domínios estão centrados na cidade de Parazinho-RN. A1 e A2 em D3 representa a localização das torres anemométricas utilizadas para estudo.....	68
Figura 15 - Mapa de elevação do terreno retirado do Google maps (A) e enxergado pelo modelo WRF (B) da cidade de Parazinho-RN. ....	69
Figura 16 - Níveis verticais (m) utilizados na configuração do modelo WRF. Os 67 níveis verticais são representados em (A) e um zoom com os 34 níveis concentrados nos primeiros 2 km são representados em (B). ....	71
Figura 17 - Célula da grade no modelo WRF. ....	76
Figura 18 - Ilustração do procedimento realizado para a comparação dos dados de saída do modelo numérico, nas previsões de 24 e 48 horas. A seta preta representa o tempo de integração do modelo, com as primeiras 15 horas descartadas (spin-up) e a seta vermelha representa o período utilizado para comparação com os dados observados (dias 3 e 4 de cada mês).. ....	77
Figura 19 - Ciclo diurno (hora local) da velocidade média do vento (m.s-1) a 95 m de altura a cada mês para o ano de 2017 na torre anemométrica A1.....	84
Figura 20 - Ciclo diurno (hora local) da velocidade média do vento (m.s-1) a 95 m de altura a cada mês para o ano de 2017 na torre anemométrica A2.....	85
Figura 21 - Distribuição de Weibull da velocidade do vento (m.s <sup>-1</sup> ) em A1 e A2 para o trimestre DJF (verão). ....	88
Figura 22 - Distribuição de Weibull da velocidade do vento (m.s <sup>-1</sup> ) em A1 e A2 para o trimestre (MAM) outono.....	89
Figura 23 - Distribuição de Weibull da velocidade do vento (m.s <sup>-1</sup> ) em A1 e A2 para o trimestre (JJA) inverno. ....	89
Figura 24 - Distribuição de Weibull da velocidade do vento (m.s <sup>-1</sup> ) em A1 e A2 para o trimestre (SON) primavera. ....	90
Figura 25 - Rosa dos ventos anuais da média horária da velocidade (Ws sombreado em m.s <sup>-1</sup> ) por direção do vento para as torres A1 (A) e A2 (B) a 95 m de altura para o ano de 2017. ....	91
Figura 26 - Distribuição da velocidade média mensal horária do vento para o ano de 2017 (Boxplot cinza em m.s <sup>-1</sup> ), para a torre A1. A linha cheia dentro da caixa representa o percentil 50% (mediana), o inferior da caixa representa o percentil 25%, o superior da caixa 75%, e os marcadores (x) em azul, verde, vermelho e preto representam os percentis de 1%, 5%, 95% e 99% da série, respectivamente.....	93

Figura 27 - Distribuição da velocidade média mensal horária do vento para o ano de 2017 (Boxplot cinza em $m.s^{-1}$ ), para a torre A2. A linha cheia dentro da caixa representa o percentil 50% (mediana), o inferior da caixa representa o percentil 25%, o superior da caixa 75%, e os marcadores (x) em azul, verde, vermelho e preto representam os percentis de 1%, 5%, 95% e 99% da série, respectivamente.....	94
Figura 28 - Mapa de calor dos testes de sensibilidade do índice Erro Médio (BIAS, em $m.s^{-1}$ ) (A e D), Raiz do Erro Quadrático Médio (RMSE, em $m.s^{-1}$ ) (B e E) e Coeficiente de Correlação Linear de Pearson (R) (C e F) para a velocidade do vento (em $m.s^{-1}$ ) das parametrizações físicas de CLP, Microfísica (MICRO), Superfície (SURF), Cumulus (CU) e Radiação (RAD), realizados entre o dia 3 (0 HL) e 5 (0 HL) (48 horas de previsão) no mês de abril e setembro para as torres A1 (A1-ABR e A1-SET) e A2 (A2-ABR e A2-SET). .....	96
Figura 29 - Comparação da previsão diária do vento para o período de 24 h (linha vermelha) e 48 h (linha azul) de previsão e observado (linha escura) a 95 m para o mês de abril em A1 (A) e A2 (B) e setembro em A1 (C) e A2 (D) para o EXPCBouLAC. As medidas estatísticas BIAS ( $m.s^{-1}$ ), MAE ( $m.s^{-1}$ ), RMSE ( $m.s^{-1}$ ) e MAPE (%) também são avaliadas para cada período de previsão. ....	100
Figura 30 - Desempenho da previsão horária do vento a partir do BIAS e MAE para o horizonte de 24 h e 48 h de previsão em Abril-A1 (A); Abril-A2 (B); Setembro-A1 (C) e Setembro-A2 (D) para o EXPCBouLAC. ....	100
Figura 31 - Comparação da previsão diária do vento para o período de 24 h (linha vermelha) e 48 h (linha azul) de previsão e observado (linha escura) a 95 m para o mês de abril em A1 (A) e A2 (B) e setembro em A1 (C) e A2 (D) para o EXPCACM2. As medidas estatísticas BIAS ( $m.s^{-1}$ ), MAE ( $m.s^{-1}$ ), RMSE ( $m.s^{-1}$ ) e MAPE (%) também são avaliadas para cada período de previsão.....	101
Figura 32 - Desempenho da previsão horária do vento a partir do BIAS e MAE para o horizonte de 24 h e 48 h de previsão em Abril-A1 (A); Abril-A2 (B); Setembro-A1 (C) e Setembro-A2 (D) para o EXPCACM2.. ....	101
Figura 33 - Comparação da série diária da direção do vento prevista para o período de 24 h (linha vermelha) e 48 h (linha azul) de previsão e observado (linha escura) a 95 m para o mês de abril em A1 (A) e A2 (B) e setembro em A1 (C) e A2 (D) para o EXPCBouLAC. As medidas estatísticas BIAS ( $m.s^{-1}$ ), MAE ( $m.s^{-1}$ ), RMSE ( $m.s^{-1}$ ) e MAPE (%) também são avaliadas para cada período de previsão. ....	103

Figura 34 - Comparação da série diária da direção do vento prevista para o período de 24 h (linha vermelha) e 48 h (linha azul) de previsão e observado (linha escura) a 95 m para o mês de abril em A1 (A) e A2 (B) e setembro em A1 (C) e A2 (D) para o EXPCACM2. As medidas estatísticas BIAS ( $m.s^{-1}$ ), MAE ( $m.s^{-1}$ ), RMSE ( $m.s^{-1}$ ) e MAPE (%) também são avaliadas para cada período de previsão. ....	103
Figura 35 - Mapas de calor do BIAS (A), MAE (B) e RMSE (C) da evolução do ciclo diurno da velocidade do vento para o horizonte de 24 h e 48 h de previsão em A1 e A2 nos meses de abril e setembro para o EXPCBouLAC. ....	104
Figura 36 - Mapas de calor do BIAS (A), MAE (B) e RMSE (C) da evolução do ciclo diurno da velocidade do vento para o horizonte de 24 h e 48 h de previsão em A1 e A2 nos meses de abril e setembro para o EXPCACM2. ....	107
Figura 37 - Mapas de calor do BIAS (A), MAE (B) e RMSE (C) da evolução do ciclo diurno da direção do vento para o horizonte de 24 h e 48 h de previsão em A1 e A2 nos meses de abril e setembro para o EXPCBouLAC. ....	107
Figura 38 - Mapas de calor do BIAS (A), MAE (B) e RMSE (C) da evolução do ciclo diurno da direção do vento para o horizonte de 24 h e 48 h de previsão em A1 e A2 nos meses de abril e setembro para o EXPCACM2. ....	108
Figura 39 - Mapas de calor do BIAS, MAE e RMSE para diferentes classes de estabilidade atmosférica para o EXPCBouLAC (A, B e C) e para o EXPCACM2 (D, E e F). Sendo Est. (Estável), Neut. (Neutro) e Inst. (Instável). ....	109
Figura 40 - Mapas de calor do MAPE e BIAS para velocidades do vento maiores e menores que $6 m.s^{-1}$ ( $9 m.s^{-1}$ ) no mês de abril (setembro) para o EXPCBouLAC (A e B) e para o EXPCACM2 (C e D). ....	111
Figura 41 - Mapas de calor do MAPE e BIAS para a direção do vento ( $^{\circ}$ ) durante velocidades maiores e menores que $6 m.s^{-1}$ ( $9 m.s^{-1}$ ) no mês de abril (setembro) para o EXPCBouLAC (A e B) e para o EXPCACM2 (C e D). ....	112
Figura 42 - Comparação da série diária da densidade de potência prevista para o período de 24 h (linha vermelha) e 48 h (linha azul) de previsão e observada (linha escura) a 95 m para o mês de abril em A1 (A) e A2 (B) e setembro em A1 (C) e A2 (D) para o EXPCBouLAC. ....	113
Figura 43 - Comparação da série diária da densidade de potência prevista para o período de 24 h (linha vermelha) e 48 h (linha azul) de previsão e observada (linha escura) a 95 m para o mês de abril em A1 (A) e A2 (B) e setembro em A1 (C) e A2 (D) para o EXPCACM2. ....	114

Figura 44 - Comparação da série diária da energia eólica (kWh) prevista para o período de 24 h (linha vermelha) e 48 h (linha azul) de previsão e observada (linha escura) a 95 m para o mês de abril em A1 (A) e A2 (B) e setembro em A1 (C) e A2 (D) para o EXPCBouLAC. ....	115
Figura 45 - Comparação da série diária da energia eólica (kWh) prevista para o período de 24 h (linha vermelha) e 48 h (linha azul) de previsão e observada (linha escura) a 95 m para o mês de abril em A1 (A) e A2 (B) e setembro em A1 (C) e A2 (D) para o EXPCACM2.. ....	116
Figura 46 - Previsão horária da geração eólica (kWh) para o horizonte de 24 h e 48 h de previsão em Abril-A1 (A); Abril-A2 (B); Setembro-A1 (C) e Setembro-A2 (D) para o EXPCBouLAC. O desempenho de cada horizonte de previsão é avaliado pelos índices NMAE e NRMSE. ....	116
Figura 47 - Previsão horária da geração eólica (kWh) para o horizonte de 24 h e 48 h de previsão em Abril-A1 (A); Abril-A2 (B); Setembro-A1 (C) e Setembro-A2 (D) para o EXPCACM2. O desempenho de cada horizonte de previsão é avaliado pelos índices NMAE e NRMSE. ....	117

## Lista de Tabelas

Tabela 1 - Critérios de validação dos dados. Média significa a média horária (ou seja, obtida com os 6 valores - 1 a cada 10 minutos) sendo excluídos os dados que estão abaixo de 0 e acima de 25 m.s <sup>-1</sup> . O Desvio padrão também é calculado para cada intervalo de 1 hora (sendo excluídos os valores que apresentam DP fora do intervalo $0 \leq DP \leq 3$ m.s <sup>-1</sup> ). O mesmo procedimento é adotado para a direção do vento.....	55
Tabela 2 - Associação das classes de velocidade média do vento ( $V_m$ em m.s <sup>-1</sup> ) com classes de densidade de potência média ( $D_{pm}$ em W/m <sup>2</sup> ), medidas a 50 metros acima da superfície.....	63
Tabela 3 - Especificações técnicas do aerogerador Vestas V-100 de 2 MW. ....	66
Tabela 4 - Características gerais das previsões.....	67
Tabela 5 - Parametrização default adotada pelo modelo WRF. ....	71
Tabela 6 - Parametrizações físicas utilizadas para realizar os testes de sensibilidade. ....	72
Tabela 7 - Configuração do modelo WRF para os experimentos numéricos de avaliação do desempenho das parametrizações de convecção (cumulus).....	73
Tabela 8 - Configuração do modelo WRF para os experimentos numéricos de avaliação do desempenho das parametrizações de microfísica. ....	73
Tabela 9 - Configuração do modelo WRF para os experimentos numéricos de avaliação do desempenho das parametrizações de camada limite planetária.....	74
Tabela 10 - Configuração do modelo WRF para os experimentos numéricos de avaliação do desempenho das parametrizações de radiação de ondas longas e ondas curtas. ....	74
Tabela 11 - Configuração do modelo WRF para os experimentos numéricos de avaliação do desempenho das parametrizações dos processos de superfície. ....	75
Tabela 12 - Interpretação dos índices de correlação de Pearson. ....	80

Tabela 13 - Velocidade média, máxima (Vel máx) e mínima (Vel mín) do vento ( $m.s^{-1}$ ) em A1 e A2 separadas por mês e estação do ano, para o ano de 2017 em 95 m. Vel máx e Vel mín correspondem aos registros de máxima e mínima velocidade média registrada de cada mês. Os ventos mais intensos para cada mês estão destacados nas células sombreadas para cada torre. ....	83
Tabela 14 - Média mensal e anual dos parâmetros de forma (c) e de escala (a, em $m.s^{-1}$ ) da distribuição de Weibull para A1 e A2 a 95 m de altura.....	88
Tabela 15 - Percentis mensais da velocidade do vento ( $m.s^{-1}$ ) para as torres A1 e A2. Os quatro percentis são de 1%, 5%, 95% e 99%. O percentil médio anual também é computado na linha inferior da tabela. O valor mais alto entre as duas torres está destacado nas células sombreadas. ....	93
Tabela 16 - Resumo dos esquemas físicos que apresentaram o melhor desempenho nos testes de sensibilidade e que foram combinados para formarem duas configurações ótimas que serão utilizadas em cada uma das 64 previsões (32 para abril e 32 para setembro).. ....	97

## **Lista de Abreviaturas e Siglas**

ABEEólica	Associação Brasileira de Energia Eólica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACM2	Asymmetric Convective Model version 2
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
AL	Atmosfera Livre
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ARW	Advanced Research WRF
AS	América do Sul
ASAS	Alta Subtropical do Atlântico Sul
AWS	American Wind Energy Association
BouLac	Bougeault-Lacarrere
BRAMS	Brazilian Developments on the Regional Atmospheric Modelling System
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CLC	Camada Limite Convectiva
CLE	Camada Limite Estável
CLN	Camada Limite Noturna
CLP	Camada Limite Planetária
CLPT	Camada Limite Planetária Tropical
CM	Camada de Mistura
CPTEC	Centro de Previsão de Tempo e Estudos Climáticos
CR	Camada Residual

CS	Camada Superficial
DJF	Dezembro-Janeiro-Fevereiro
DOLs	Distúrbios Ondulatórios de Leste
Dp	Densidade de Potência
ECT	Energia Cinética Turbulenta
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EQM	Erro Quadrático Médio
FDP	Função Densidade de Probabilidade
GBM	Grenier-Bretherton-McCaa
GEE	Gases efeito estufa
GFS	Global Forecast System
GWA	Global Wind Atlas
GW	Gigawatt
GWEC	Global Wind Energy Council
HL	Hora Local
HN	Hemisfério Norte
HS	Hemisfério Sul
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
JJA	Junho-Julho-Agosto
kWh	Quilowatt-hora
MAM	Março-Abril-Maio
ME	Viés ou Erro Sistemático
mm	milímetros
MLE	Maximum Likelihood Estimators
MME	Ministério de Minas e Energia
MRF	Medium-Range Forecast Model
MW	Megawatt
MYJ	Mellor-Yamada-Janjic



MYNN 2.5	Mellor-Yamada Nakanishi Niino Level 2.5
MYNN 3rd	Mellor-Yamada Nakanishi Niino Level 3
NCAR	National Centers for Atmospheric Research
NCEP	National Centers for Environmental Prediction
NOAA	National Oceanic and Atmospheric Administration
NOAA	National Oceanic and Atmospheric Administration
NEB	Nordeste do Brasil
NWP	Numerical Weather Prediction
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PNT	Previsão Numérica do Tempo
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia
QNSE	Quasi-normal Scale Elimination
RMSE	Root Mean Square Error
REQM	Raiz do Erro Quadrático Médio
RN	Rio Grande do Norte
RRTM	Rapid Radiative Transfer Method
RRTMG	Rapid Radiative Transfer Method McICA
SIN	Sistema Interligado Nacional
SON	Setembro-Outubro-Novembro
TSM	Temperatura da Superfície do Mar
USGS	United States Geological Survey
UTC	Universal Time Coordinate
UW	University of Washington
VCAN	Vórtice Ciclônico de Altos Níveis
W	Watt
WAsP	Wind Atlas Analysis and Application Program
WDM6	WRF Double Moment 6 Classe
WMO	World Meteorological Organization
WPS	WRF Preprocessing System

WRF	Weather Research and Forecasting
WSM3	WRF Single Moment 3 Classe
WSM5	WRF Single Moment 5 Classe
WSM6	WRF Single Moment 6 Classe
YSU	Yonsei University
ZCIT	Zona de Convergência Intertropical

## Sumário

1 INTRODUÇÃO .....	21
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....	22
2.1 Características gerais do Vento .....	22
2.2 O Vento na Camada Limite Planetária .....	25
2.3 A Energia Eólica no Brasil .....	28
2.4 Ambientes de Comercialização de Energia Elétrica no Brasil .....	31
2.4.1 A Energia Eólica Comercializada no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) .....	31
2.4.2 A Energia Eólica Comercializada no Ambiente de Contratação Livre (ACL)....	33
2.5 Importância da Previsão de Energia Eólica.....	34
2.5.1 Negociação de energia eólica em mercados de energia.....	35
2.5.2 Previsão de longo prazo: 2 a 5 dias .....	36
2.5.3 Previsão de médio prazo: 12 a 36 horas .....	38
2.5.4 Previsão de curto prazo: 1 a 24 horas.....	37
2.5.5 Previsão de curtíssimo prazo: 10 minutos a 30 minutos .....	38
2.6 Métodos de Previsão de Energia Eólica.....	38
2.7 Estudos Numéricos para Previsão do Vento .....	39
3 METODOLOGIA.....	48
3.1 Caracterização da Região de Estudo e Sistemas Atmosféricos Atuantes .....	48
3.2 Dados .....	51
3.3 Métodos.....	53

3.3.1 Distribuição de Weibull.....	53
3.3.2 Método de Estimadores de Máxima Verossimilhança – MLE ( <i>Maximum Likelihood Estimators</i> ).....	56
3.3.3 Ventos extremos .....	57
3.3.4 Energia e potência extraída do vento.....	57
3.3.5 Curva de Potência.....	61
3.3.6 Modelagem atmosférica em mesoescala: WRF .....	64
3.3.7 Testes de sensibilidade das parametrizações físicas do WRF.....	64
3.3.8 Pós-processamento dos dados de vento das saídas do modelo WRF .....	73
3.3.9 Índices Estatísticos.....	76
4 RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	79
4.1 Análise mensal, sazonal e horária do vento .....	79
4.2 Análise sazonal da distribuição de Weibull e parâmetros.....	83
4.3 Comportamento anual da direção do vento.....	90
4.4 Análise de extremos.....	89
4.5 Análise de Sensibilidade das Parametrizações Físicas do WRF .....	92
4.6 Avaliação da Velocidade e Direção do Vento Para os Horizontes de 24 e 48 h de Previsão .....	95
4.7 Previsão da Densidade de Potência e Energia Eólica .....	110
5 CONCLUSÕES .....	115
Referências .....	119

## 1 INTRODUÇÃO

A demanda por energia elétrica e o crescente aumento nas emissões de gases efeito estufa (GEE) tais como o dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) emitidos por fontes não renováveis de energia nos últimos anos tem sido uma das principais preocupações ambientais no setor energético mundial. Nos dias atuais, com a ameaça do aquecimento global e das mudanças climáticas iminentes sobre nós, é preciso que a indústria de energia encontre fontes de energia livres da poluição do CO<sub>2</sub>. Por exemplo, apenas as emissões de CO<sub>2</sub> relacionadas a energia (produção de eletricidade e transporte em todas as suas formas) contribuem com a maioria das emissões globais de GEE (cerca de 66%) (LETCHER, 2014). Diante deste cenário, as energias renováveis têm sido utilizadas como alternativa para suprir a demanda por energia elétrica, que tem aumentado nos últimos anos devido ao crescimento da atividade econômica e da melhoria da qualidade de vida, uma vez que contribuem para a redução dos GEE e apresentam baixo impacto ambiental.

Atualmente o Brasil conta com mais de 600 parques eólicos (com aproximadamente 15,1 GW de capacidade instalada) espalhados por todo o país, sendo que mais de 85% deles estão no NEB. Entre os estados do NEB, o que agrega maior produção (cerca de 4GW de potência instalada) é o Rio Grande do Norte, com 151 parques distribuídos pelo estado (ABEEólica, 2019). Ao todo, esse recurso energético vem apresentando um crescimento consistente nos últimos anos, passando de 1 GW em 2011 para 15,1 GW de potência até maio de 2019 (ABEEólica, 2019). Para comparação, podemos, por exemplo, citar que a capacidade eólica acumulada em 2019 no Brasil já é superior a capacidade instalada da binacional Itaipu, que é a maior usina hidrelétrica do país e a segunda maior do mundo (com 14 GW de potência) (ITAIPU, 2016). Um dos motivos que levam o NEB a ser o maior produtor de energia eólica do país é sua disposição geográfica, favorecida pelo escoamento

persistente de grande escala dos ventos alísios em baixos níveis, que apresenta baixa variabilidade direcional e intensidade apropriada para energia eólica.

Prever a velocidade do vento em locais de parques eólicos para estimar a produção de energia tem sido um dos principais alvos de estudo nos últimos anos, sendo extremamente importante para a integração da energia eólica no sistema elétrico. Previsões acuradas da velocidade e direção do vento ajudam a melhorar o planejamento da geração de energia eólica, além de reduzirem os erros e os custos econômicos. De maneira geral, o crescimento do setor da energia eólica no mundo não seria tão bem-sucedido sem o uso de previsões do vento. Inúmeros esforços têm sido realizados para prever o vento na altura do rotor dos aerogeradores de grandes parques eólicos em diversos locais do mundo, utilizando desde modelos estatísticos para previsões de curto e curtíssimo prazo, até modelos numéricos de previsão do tempo, cobrindo previsões de médio e longo prazo (desde horas até vários dias).

Diante do exposto acima, o principal objetivo desta dissertação será avaliar o desempenho do modelo WRF em prever a velocidade do vento em dois parques eólicos no Rio Grande do Norte para os horizontes de curto (24 h) e longo prazo (48 h), de modo a aprimorar a previsão deste recurso energético e possibilitar o planejamento da operação de parques eólicos e do sistema elétrico. A primeira fase desta dissertação consiste em avaliar quais os períodos do ano de 2017 foram mais favoráveis para produção de energia eólica, analisando e comparando o comportamento da velocidade do vento em escala mensal, sazonal, e horária em dois parques eólicos na cidade de Parazinho-RN a partir de dados anemométricos coletados em 95 m de altura. Posteriormente, um mês característico da estação seca e chuvosa da região que correspondem ao melhor e pior período para geração eólica na região foram utilizados para avaliar o desempenho das previsões realizadas com o modelo WRF-ARW. Os objetivos específicos desta dissertação são descritos a seguir:

- i) Analisar os dados de vento a 95 m nos dois parques em escala mensal, sazonal e horária.

- ii) Encontrar uma configuração ótima física do WRF a partir de testes de sensibilidade de modo que minimizem os erros das previsões em comparação com as observações de torres eólicas.
- iii) Analisar o desempenho da previsão do vento para diferentes condições de estabilidade atmosférica.
- iv) Analisar o desempenho das previsões da Densidade de Potência e geração eólica (kWh) em escala diária e horária.

### 3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo tem como objetivo principal apresentar a base da fundamentação científica no que diz respeito a previsão do vento com a finalidade de geração de energia eólica na região tropical do Brasil. Neste sentido, o capítulo apresentará as informações mais relevantes e recentes do meio científico para o vento sob o ponto de vista observacional e de modelagem numérica, em especial para a previsibilidade do vento e geração de energia eólica na região Nordeste do Brasil.

#### 2.1 Características gerais do Vento

O vento possui variações típicas (escalas) tanto no tempo como no espaço, que podem ser resumidas nos movimentos atmosféricos ilustrados na figura 1, quando aplicados à energia eólica (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2010).

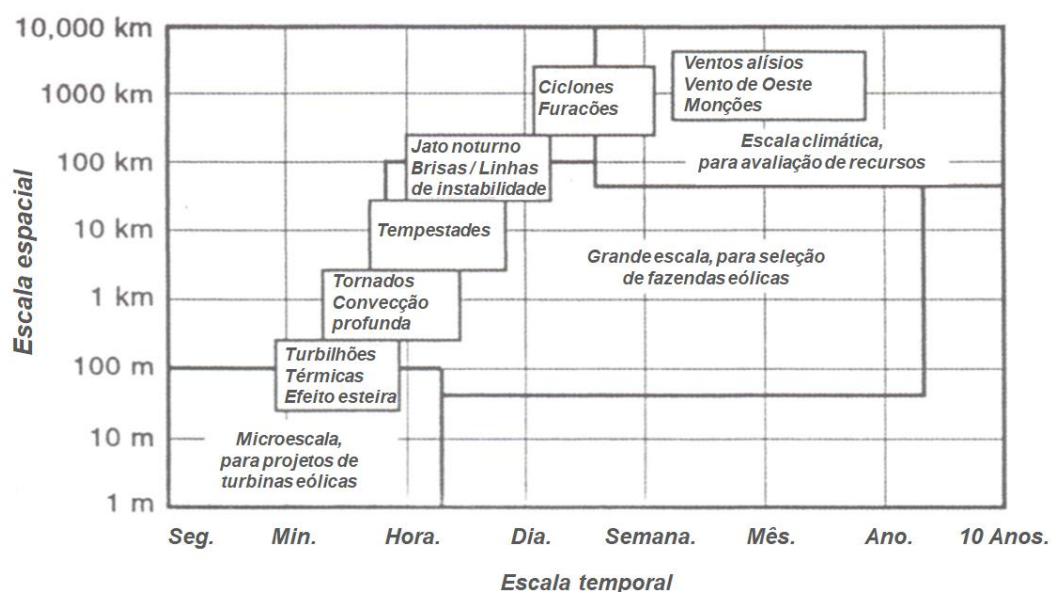


Figura 1 - Escalas de tempo e espaço dos movimentos atmosféricos aplicados à energia eólica.

Fonte: adaptado de Manwell, MCGOWAN e Rogers (2010).



As variações temporais da velocidade do vento em um local podem ser divididas da seguinte maneira: interanual, anual, diurna e de curtíssimo prazo (rajadas e turbulência).

Variações interanuais: ocorrem ao longo de escalas temporais maiores do que um ano. Essas variações podem influenciar significativamente na produção de longo prazo das turbinas eólicas e, portanto, ter conhecimento sobre os fenômenos que estão associados a essa escala temporal de variabilidade é tão importante quanto conhecer o comportamento da velocidade média de longo prazo em um local. Geralmente, para determinar as variações de longo prazo (climatologia) do vento ou de qualquer outra variável meteorológica qualquer, é preciso ter no mínimo 30 anos de medições contínuas, ou, no caso para empreendimentos eólicos, no mínimo 5 anos de dados do vento para obter uma velocidade média anual confiável para avaliar se a região de interesse tem potencial para a instalação de um parque eólico. Os fenômenos que representam essas variabilidades de longo prazo são aqueles relacionados a movimentos atmosféricos de escala planetária (dimensões espaciais de 1000 a 40000 km e temporais de semanas a anos), como os ventos alísios, os fenômenos El Niño/La Niña, Dipolo de Temperatura da Superfície do Mar (TSM) do Atlântico e Zona de Convergência Intertropical (ZCIT).

Variações anuais: ocorrem dentro de um ano, e influenciam significativamente nas variações da velocidade média sazonal e mensal do vento. Essas variações estão associadas a escala sinótica (dimensões espaciais entre 100 a 5000 km e temporais de dias a semana), que é a escala em que ocorre as Ondas de Leste e o movimento migratório dos sistemas de alta e baixa pressão (ciclones frontais) nos níveis mais baixos da troposfera. Em geral, o fenômeno desta escala que influencia as condições de vento no NEB está associado a migração sazonal da Alta Subtropical do Atlântico Sul (ASAS). O posicionamento da ASAS exerce um papel fundamental na modulação da precipitação que ocorre no litoral do NEB, assim como também na variação da intensidade dos ventos que ocorrem ao longo do ano. Segundo Bastos e Ferreira (2000), durante o inverno é notado ventos mais intensos a nordeste, noroeste e sudeste do centro da ASAS. Com isso, sua circulação advecta umidade do oceano em direção ao continente sul-americano, o que colabora para o processo de convergência do fluxo de umidade na costa nordestina, aumentando a instabilidade nessa região. Já durante o verão, os ventos em superfície que ocorrem em associação

a atuação da ASAS enfraquecem à medida que adentram o continente, com exceção da vizinhança do Atlântico Sudeste.

Variações diurnas: ocorrem principalmente devido ao aquecimento diferencial da superfície terrestre durante o ciclo de radiação diário, com as maiores variações no ciclo diurno ocorrendo durante o período do verão e primavera. Essas variações também podem ser associadas ao fenômeno de circulação de brisas, que é um típico sistema atmosférico de mesoescala (dimensões espaciais de 1 a 100 km e temporais de minutos a dias) (ROTUNNO et al., 1992), e de regiões costeiras (AHRENS, 2000). O ciclo diurno está intimamente relacionado com as condições topográficas locais e as características da cobertura do solo que determinam o cisalhamento vertical do vento (isto é, o perfil vertical do vento) por influência da rugosidade superficial, estabilidade atmosférica e movimentos ascendentes/descendentes do ar. As variações verticais do vento são muito importantes na engenharia de energia eólica porque determinam a produtividade de uma turbina eólica de uma torre localizada em uma determinada altura (altura do rotor). Para os ventos em superfície, uma variação diurna típica corresponde a um aumento da velocidade durante o dia, devido ao aumento no processo de mistura da camada limite planetária (efeito da instabilidade atmosférica), seguido por uma diminuição entre o período da meia noite até o nascer do sol (estabilidade). Entretanto, na altura da turbina eólica esse comportamento na velocidade do vento pode diferir, especialmente durante o período noturno. Se a altura da camada de mistura da CLP estiver abaixo da altura do rotor da turbina, um escoamento com características de jato nos níveis mais baixos da troposfera pode se formar, podendo, nessas condições, apresentar ventos mais intensos na altura do rotor do que durante o período diurno.

Variações de curtíssimo prazo: essas variações incluem a turbulência e rajadas (*gusts*) (fenômenos de microescala que possuem dimensões espaciais inferiores a 1 km e temporais de segundos a minutos) que influenciam a vida útil das pás do rotor e o tempo de inatividade. A rajada é definida pela Organização Meteorológica Mundial como a velocidade máxima do vento que excede a velocidade média em 10 kt ( $5 \text{ m.s}^{-1}$  ou  $10 \text{ km.h}^{-1}$ ) durante o intervalo de 10 minutos precedente, determinada utilizando taxas de amostragem de aproximadamente 3 segundos (WMO, 2009). A turbulência, por outro lado, é definida como um estado do escoamento do fluido no qual as variáveis instantâneas exibem flutuações irregulares e aparentemente aleatórias tal

que, na prática, apenas propriedades estatísticas podem ser reconhecidas e submetidas a uma análise (STULL, 1988).

## 2.2 O Vento na Camada Limite Planetária

Entender a Dinâmica da Camada limite Planetária (CLP) é de extrema importância, pois é nesta região da atmosfera em que as turbinas eólicas operam. Sendo assim, a CLP é a camada da baixa troposfera que interage diretamente com a superfície através dos processos físicos turbulentos de calor, umidade e *momentum* em microescala temporal (segundo a hora) e espacial (STULL, 1988). A parte superior, acima da CLP é chamada de Atmosfera Livre (AL) e o fluxo nesta camada não é turbulento (STULL, 1988). A sua altura pode ir de dezenas de metros até 2 a 3 km, dependendo do horário, tipo de cobertura da superfície e condições do tempo. A formação, desenvolvimento e dissipação dos sistemas meteorológicos depende do transporte vertical das propriedades citadas acima para camadas mais profundas da atmosfera. A força térmica define a instabilidade convectiva durante o período diurno, enquanto que o regime estável é definido pelo resfriamento radiativo e pelo cisalhamento do vento durante a noite. O cenário de estratificação noturna estabiliza a CLP, permitindo a denominação desta camada como CLP estável (CLE) ou CLP noturna (CLN). Entretanto, é válido ressaltar que a CLE pode ser presente também durante o dia, como após a passagem de frentes frias, precipitação e períodos de inverno em latitudes médias (WALLACE; HOBBS, 2006). Cabe ressaltar que os modelos teóricos de CLP existentes são, na maioria, para latitudes médias, que possuem regimes de estabilidade atmosférica e mecanismos turbulentos diferentes da região tropical. A principal característica da CLP tropical (CLPT) é a sua maior espessura e turbulência na Camada Limite Convectiva (CLC) (também chamada de Camada de Mistura - CM) em relação à CLP extratropical, já que a influência térmica da superfície é maior, assim como a evapotranspiração das florestas tropicais (OLIVEIRA JR; KWON, 2007). O ciclo diário destas características define a existência de subdivisões da CLP, como ilustra a Figura 2.

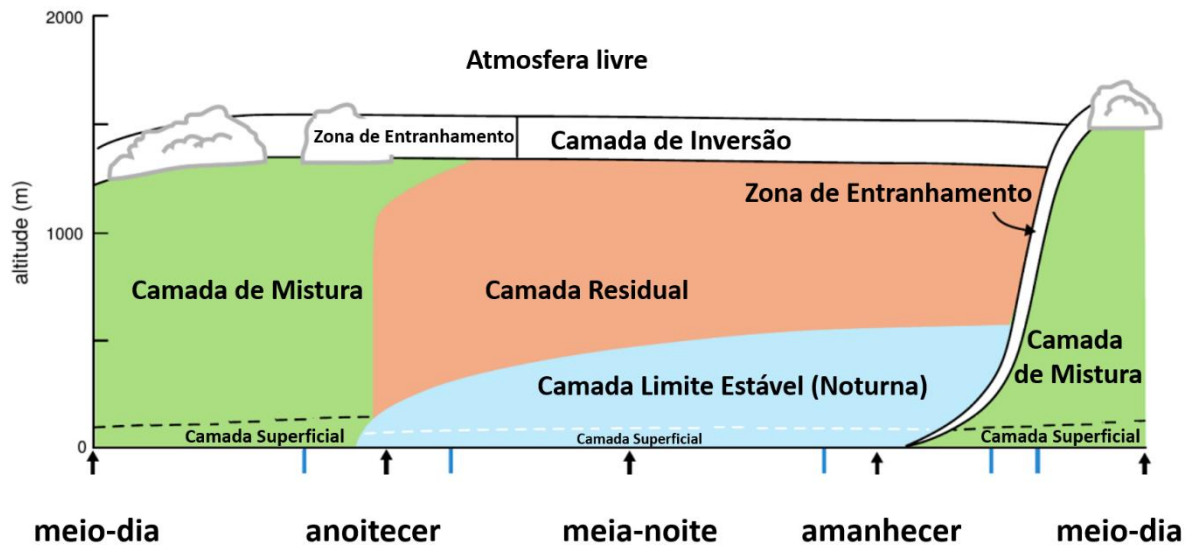


Figura 2 - Modelo conceitual do ciclo diário da estrutura vertical da CLP.

Fonte: adaptado de Stull (1988).

Ao amanhecer, tem-se início a formação da Camada de Mistura (CM) resultante do aquecimento da superfície pela radiação solar. Assim, inicia-se um fluxo positivo de calor, e a parcela de ar adjacente se aquece. Como o ar aquecido torna-se mais leve que o ar logo acima, este tende a subir, enquanto que o ar mais frio desce, para novamente passar pelo mesmo processo de aquecimento. Estes movimentos originam uma convecção intensa, surgindo assim os grandes vórtices turbulentos. Ao anoitecer, a quantidade de radiação que atinge a superfície terrestre passa a ser insuficiente para manter o processo convectivo intenso que origina a turbulência, e a antiga camada vai gradualmente se restringindo a parte superior da CLP, recebendo o nome de Camada Residual (CR), onde a turbulência existente é um resíduo daquela gerada ao longo do dia pela radiação solar. Neste momento a atmosfera tende a estabilizar-se, pois a CR está mais quente que a superfície, passando a ceder o calor para o solo. Uma Camada Limite Estável (CLE) vai se formando junto ao solo como resultado do resfriamento da superfície. Essa camada vai se tornando menos turbulenta e o efeito do cisalhamento do vento passa a ser o único responsável pela turbulência. A camada de entranhamento é a camada onde ocorrem as trocas de calor e de quantidade de movimento com a atmosfera livre (STULL, 1988).

A região mais próxima à superfície é muito importante para a descrição do escoamento turbulento na CLP. Essa região é a CS, que é definida como a porção

mais baixa da atmosfera onde os fluxos turbulentos variam menos de 10% de sua magnitude, ou seja, a altura da CS alcance em média 10% da altura da CLP, e nesta camada são dominantes grandes variações verticais de umidade, temperatura e cisalhamento do vento. Na região mais próxima da superfície, a turbulência mecânica é maior devido a presença de obstáculos, topografia e rugosidade do terreno, influenciando fortemente no deslocamento das parcelas de ar. A velocidade é considerada nula logo acima da superfície devido ao atrito viscoso ser maior (STULL, 1988).

Em mecânica dos fluidos, o escoamento de um fluido entre duas superfícies horizontais partindo do repouso, tenderá a ser linear até quando a superfície superior se deslocar, com a superfície inferior continuando fixa. Quando a superfície abaixo se movimenta, resultará numa força tangente à placa superior, chamada de tensão de cisalhamento, causando fricção no deslocamento do fluido. Aplicando este conceito na CLP (Figura 3), o vento ao deslocar-se sobre uma superfície com pouco atrito ao movimento do ar (como na figura, um corpo d'água -  $Z_{01}$ ), seu perfil vertical -  $u(z)$  perderá menos energia com o atrito. No entanto, ao atingir uma superfície com diferente cobertura superficial ( $Z_{02}$ ), o perfil é reduzido acentuadamente nos primeiros metros de altura devido a maior fricção. A altura  $h$  onde o perfil do vento atinge mesmos valores em ambos os tipos de superfície é função da distância  $x$ . A linha tracejada sobre a superfície vegetada indica a perda de energia do vento. Quando o vento não sofrer mais interferência da rugosidade superficial tenderá ao  $V_g$  (Vento geostrófico, que, teoricamente, não sofre influência da superfície e escoar paralelo as isóbaras), sendo este ponto considerado como o topo da CLP (FOKEN, 2008).

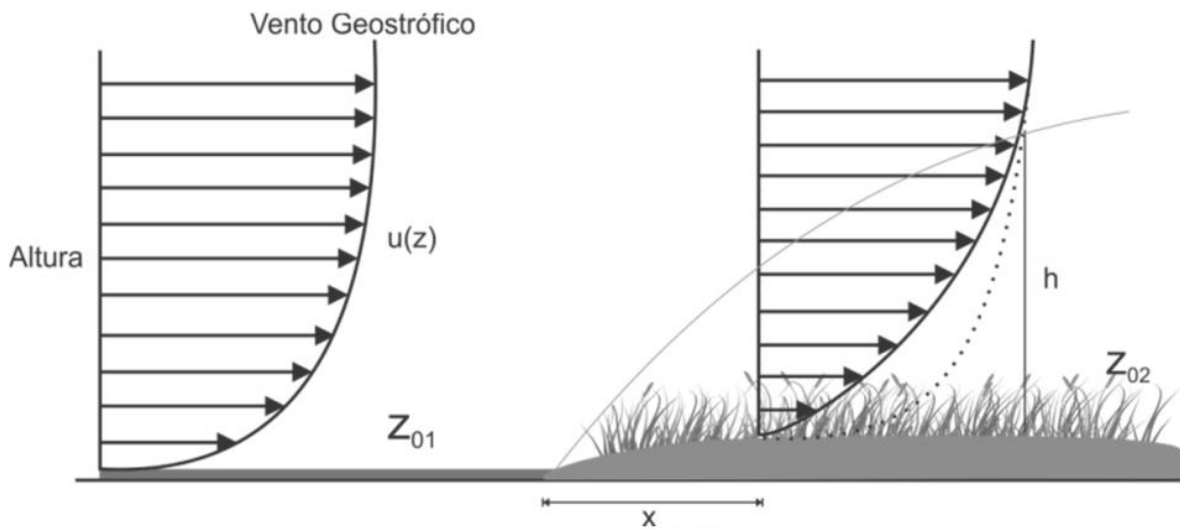


Figura 3 - Perfil vertical do vento para diferentes tipos de rugosidade superficial.

Fonte: Ramos (2012).

Para a região do NEB, o perfil vertical do vento mostra que durante a estação seca a velocidade do vento é mais intensa graças à junção dos ventos alísios com as brisas marítimas (FISCH, 1999; ROBALLO; FISCH, 2008). A turbulência na estação seca é menor que na estação chuvosa que possui ventos com menor intensidade e maior variação. A influência de fenômenos meteorológicos na estrutura vertical do vento é mais intensa durante a estação chuvosa quando a direção do vento possui maior variação devido à presença da ZCIT e Brisas Marítimas, e na estação seca, a Linhas de Instabilidade (LI) e pelo Vórtice Ciclônico de Altos Níveis (VCAN) (GISLER, 2009).

### 2.3 A Energia Eólica no Brasil

As fontes de energia podem ser apresentadas de duas formas: Energia convencional caracterizada pelo baixo custo, grande impacto ambiental e tecnologia difundida, e a energia alternativa, que é aquela originada como solução para diminuir o impacto ambiental. Com esses dois tipos de fontes de energia, surgem também duas distinções: renováveis e não-renováveis. As energias renováveis (também chamadas de energia limpa) podem ser classificadas como fontes de energia que não liberam poluentes no meio ambiente e que têm impacto na natureza apenas no local de instalação. Entre as formas de energia que atendem a esses requisitos estão a energia

eólica, solar, das marés, geotérmica e de biomassa. Todas essas fontes de energia causam impactos ambientais, mesmo que sejam mínimos, mas não interferem na poluição em nível global.

Neste contexto, a energia eólica (tema desta dissertação), é a energia cinética contida nas massas de ar em movimento resultantes do aquecimento diferencial da superfície terrestre e do ar atmosférico pela radiação solar, que provoca diferenças de pressão (gradientes de pressão) que são responsáveis pelo surgimento do vento. O seu aproveitamento ocorre por meio de um aerogerador, também chamado de turbina eólica, que é caracterizado por possuir três pás (ou hélices) que faz girar um eixo perpendicular às mesmas. Essa configuração é formada por uma torre, geralmente produzida por aço e concreto; um rotor, composto pelo conjunto do cubo e das pás; e a nacelle, constituída pelo gerador e sistema de controle, podendo também conter uma caixa multiplicadora dependendo do tipo de turbina eólica (Figura 4) (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2010).

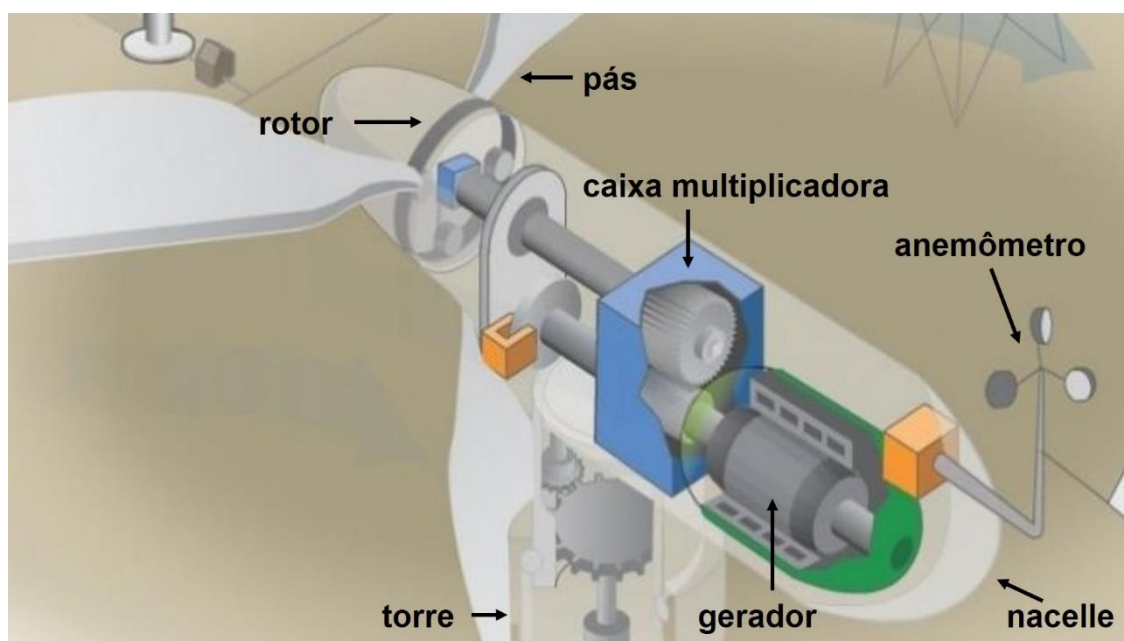


Figura 4 - Esquema básico de alguns dos principais componentes constituintes de um aerogerador.

Fonte: adaptado de Manwell, MCGOWAN e ROGERS (2010).

A geração eólica atualmente representa, aproximadamente, 9,2% da matriz elétrica brasileira. Isso significa abastecer cerca de 25,5 milhões de residências por mês para cerca de 80 milhões de habitantes (ABEEólica, 2019). A capacidade instalada era de 235,4 MW em 2006, evoluiu 1,4 GW em 2011 e 15,1 GW até maio de 2019 (ABEEólica, 2019) (Figura 5). Considerando leilões já realizados e contratos

firmados no mercado livre, o Brasil terá cerca de 19,4 GW de capacidade eólica instalada até 2023 (ABEEólica, 2019). Até maio de 2019, havia 602 parques eólicos operando em 12 estados do Brasil, como mostra a figura 4, representando mais de 7500 turbinas eólicas em operação. Além disso, pode-se observar que os principais estados estão localizados na região Nordeste, isto é, mais de 85% da capacidade eólica é proveniente desta região. O Brasil deverá ter outros 213 novos parques eólicos instalados até 2023.

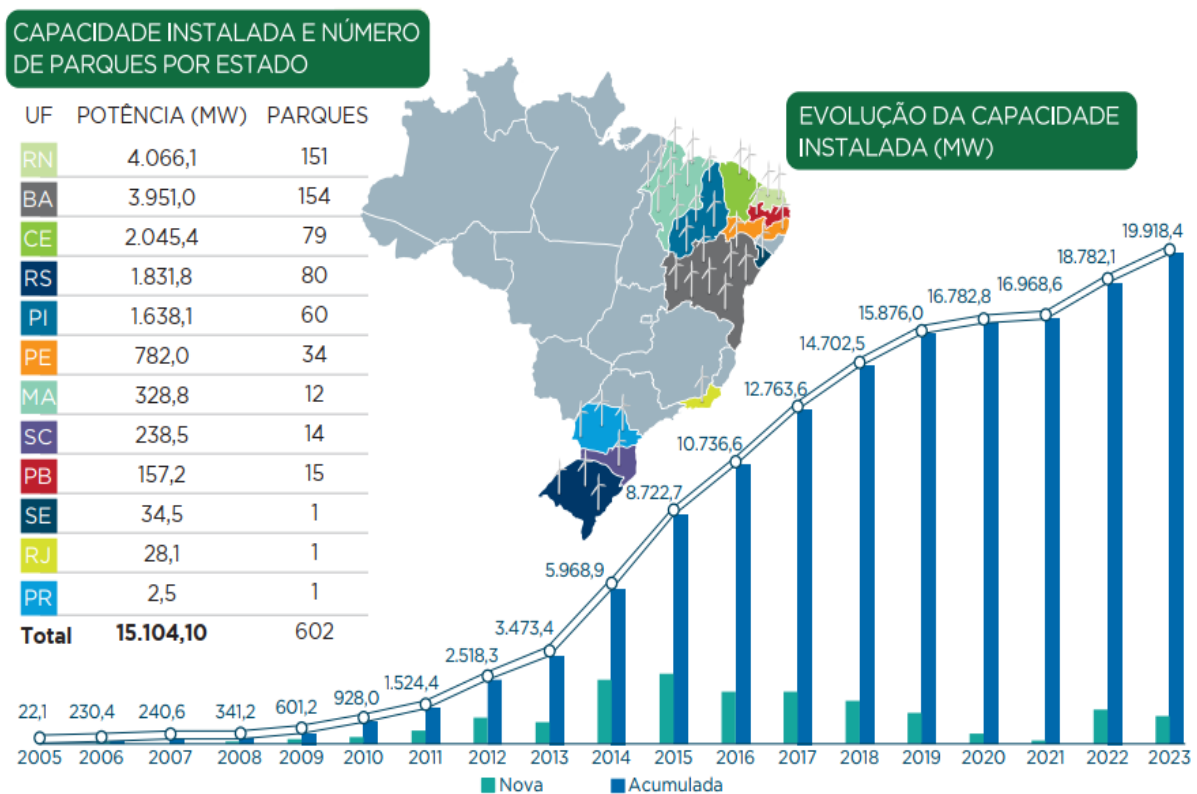


Figura 5 - Capacidade nova e acumulada de energia eólica separado por estado no Brasil de contratos já viabilizados em leilões já realizados e no mercado livre.

Fonte: ABEEólica (2019).

No contexto global, em 2018 o Brasil manteve a oitava posição no Ranking Mundial de capacidade eólica acumulada (Figura 6A) (GWEC, 2019). No Ranking que contabiliza especificamente a nova capacidade instalada no ano (Figura 6B), o Brasil apareceu em quinto lugar, tendo instalado 1,94 GW de nova capacidade em 2018. Nesta categorização, o Brasil subiu uma posição em relação a 2017 (GWEC, 2019).



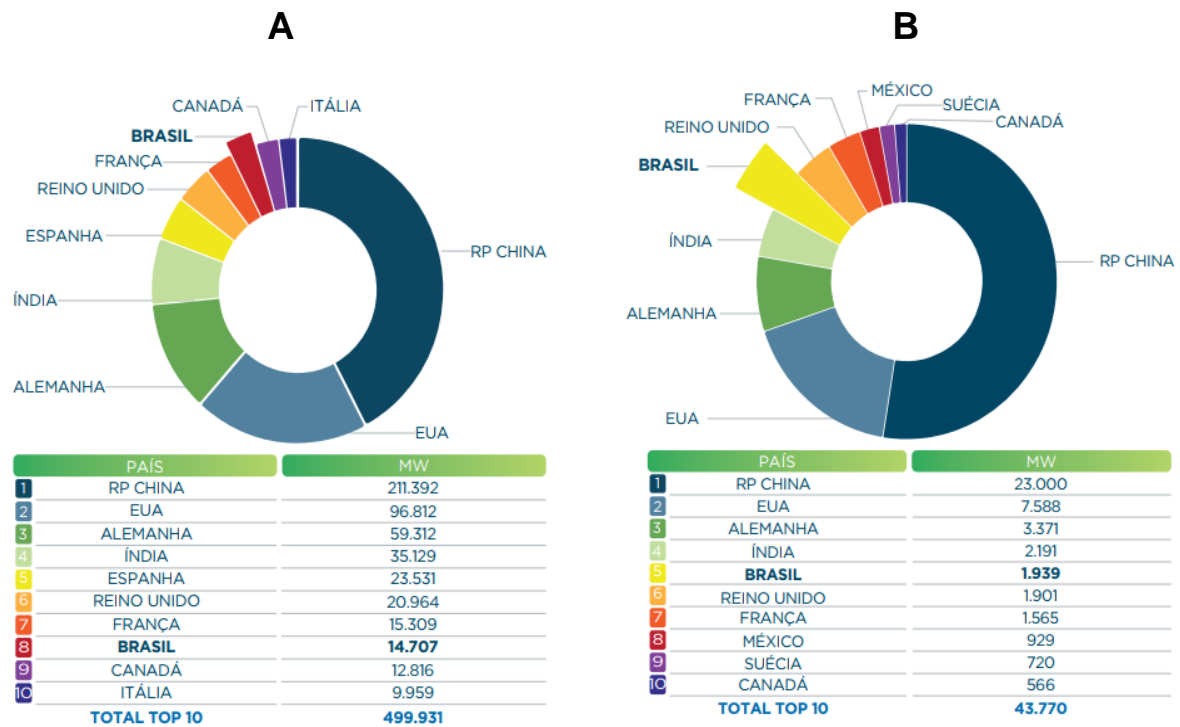


Figura 6 - Top 10 mundial de capacidade eólica acumulada (A) e nova (B) em 2018.

Fonte: adaptado de GWEC (2019).

## 2.4 Ambientes de Comercialização de Energia Elétrica no Brasil

Este capítulo tem como objetivo mostrar a forma como a energia elétrica é comercializada no Brasil, em especial a Eólica, nos dois ambientes de contratação previsto no marco regulatório vigente, o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), em que os agentes negociam livremente os termos do seu contrato.

### 2.4.1 A Energia Eólica Comercializada no Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

No Ambiente de Contratação Regulada (ACR) são realizados os leilões de compra e/ou venda de energia elétrica, cujos participantes são os vendedores de energia e as empresas de distribuição. Os leilões são realizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e supervisionados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).



regulado de energia (EPE, 2018). No ano de 2002 com o intuito de aumentar a participação das fontes renováveis na matriz elétrica Brasileira, em especial a eólica, o Governo Federal criou o Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), sancionado em 26 de abril (Lei nº 10.438, de 26 de abr. de 2002), e regulamentado pelo Decreto nº 5.025 de 30 de março de 2004 (Decreto nº 5.025, de 30 de mar. de 2004). 13 anos após a sua criação, em 2017 o PROINFA adicionou ao SIN 131 empreendimentos, sendo 52 eólicos (1.282,52 MW), 60 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) (1.159,24 MW) e 19 térmicas a biomassa (533,34 MW), totalizando uma capacidade instalada de 2.975,1 MW (ELETROBRAS, 2017). Em 13 anos, o programa contribuiu para o sistema com 87,6 milhões de MWh de energia gerada, sendo que, em 2017, foram gerados 8,6 milhões de MWh ao custo de 3,32 bilhões de reais (ELETROBRAS, 2017).

De modo a suprir o crescimento da demanda por energéticos e ao mesmo tempo manter o caráter renovável da nossa matriz, o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2026, publicado pela EPE prevê, no cenário de referência, a expansão anual da fonte eólica da ordem de 1,8 GW entre 2021 e 2026 (expansão esperada de 11,8 GW tomando-se como o referência o período 2017-2026), aumentando a participação para 14% do total do SIN ao final desse período. Isso significa que praticamente um terço da energia elétrica do país virá dos ventos e, que, poderá gerar de maneira direta e indireta cerca de 200 mil novos empregos (MME, 2018).

#### **2.4.2 A Energia Eólica Comercializada no Ambiente de Contratação Livre (ACL)**

Além do PROINFA e dos leilões, a energia eólica também é comercializada no Mercado Livre. No Ambiente de Contratação Livre (ACL) são feitos contratos bilaterais de compra/venda de energia elétrica. Neste ambiente, os agentes compradores compram energia diretamente dos agentes geradores. No Brasil, a opção de migração para um ambiente de contratação livre é facultativa ao consumidor, desde que este (geralmente grandes empresas) possua as características mínimas de demanda (entre 500 a 3.000 kW para consumidores especiais e a partir de 3.000 kW para grandes empresas) contratada e nível de tensão (a partir de 230 kV para consumidores especiais e a partir de 69 kV para consumidores livres) (ABRACEEL, 2018). Os consumidores livres (CL) são aqueles que compram energia de qualquer fonte de geração (renováveis e/ou não renováveis), enquanto que os consumidores

especiais são aqueles que compram energia apenas de fontes renováveis (Eólica, PCHs, Solar e Biomassa, por exemplo). Com o maior conhecimento dessa fonte de energia e preços mais competitivos, o Mercado Livre tende a oferecer oportunidades para uma maior penetração dessa fonte na matriz elétrica brasileira. No ano de 2015 o Mercado Livre comercializa contratos de 107 parques, somando aproximadamente 2.250 MW (ABEEólica, 2018) e ao final do ano de 2018 já respondia por 30% de todo mercado brasileiro de energia (460 mil GWh por ano). Considerando a geração eólica no ACL, a produção eólica mais que dobrou no ano de 2018, tomando como referência o mês de março de 2017 onde eram produzidos 555,8 MW médios e, no mesmo mês de 2018, o número passou para 1.302 MW. De acordo com a ABEEólica (2019), a previsão para o ano de 2023 é que a capacidade chegue a 2 GW. Espera-se que com a redução da contratação no ACR a contratação com consumidores livres seja impulsionada em função da competitividade da energia eólica que vem crescendo nos últimos anos, abrindo oportunidades de expansão no ACL (GESEL, 2018).

## **2.5 Importância da Previsão de Energia Eólica**

Aproximadamente 9% do consumo de energia elétrica doméstica no Brasil é fornecido pela energia eólica (Figura 8), o que faz com que o Brasil seja um dos países líderes da América Latina em termos de injetar energia eólica em seu sistema de geração e transmissão de energia, conhecido como SIN (GWA, 2018; ABEEólica, 2019; ONS, 2019b). Introduzir quantidades significativas de energia eólica em um sistema de energia elétrica pode ter consequências tanto positivas como negativas sob o ponto de vista econômico. Com o objetivo de mitigar as consequências negativas e considerando um mercado livre de energia, as previsões de energia eólica tornam-se de extrema importância devido a dois aspectos principais: negociar a energia nos comércios livres de energia e lidar com o equilíbrio de mercado, que é fundamental para a integração da energia eólica à rede. Ou seja, ambos aspectos tratam dos mesmos princípios: a demanda e a oferta de energia sempre devem estar em equilíbrio.

Dado que a importância da previsão de energia eólica só pode ser compreendida se for conhecido o contexto teórico destes dois aspectos, este capítulo terá como objetivo explicá-los sob a perspectiva de como funcionam os mercados de

energia, tomando-se como referência os mercados dos países europeus e americanos devido a estes estarem melhores documentados na literatura.

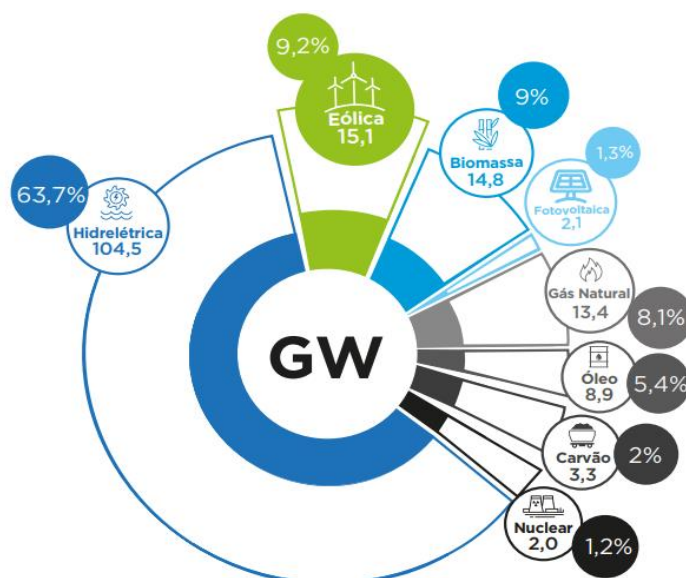


Figura 8 - Matriz elétrica Brasileira (em GW).

Fonte: InfoVento 10 - abril de 2019 (ABBEólica, 2019a).

### 2.5.1 Negociação de energia eólica em mercados de energia

Existem diferentes técnicas de previsão de vento para prever a produção de usinas eólicas e a natureza das abordagens utilizadas é determinada pelos horizontes de previsão requeridos e pelas escalas de tempo. Na literatura é possível encontrar diferentes escalas de tempo para previsões de curto, médio e longo prazo do vento, não havendo uma escala temporal específica para cada horizonte de previsão. A classificação dos horizontes de previsão utilizadas nesta dissertação baseiam-se na gestão de operação do setor elétrico, levando em consideração a relação de comercialização nos mercados de energia, em especial no mercado livre (não regulado) devido a este ser mais sensível a dinâmica do mercado de oferta e demanda de energia eólica, onde a qualidade de uma boa previsão pode ser de extrema importância para os agentes participantes deste mercado como pode ser visto a seguir.

### 2.5.2 Previsão de longo prazo: 2 a 5 dias

A previsão de energia eólica para o período de 2, 5 ou até mesmo 7 dias podem fornecer informações extremamente importantes sobre os preços esperados no mercado (riscos de preços baixos, probabilidade de preços altos) e, portanto, podem auxiliar na tomada de decisão para planejar a manutenção dos parques eólicos, comissionamento de gerador, interrupções para manutenção dos geradores térmicos e para programar a manutenção da rede e as operações de armazenamento de energia (FOLEY et al., 2012). Este é o horizonte de previsão em que as previsões probabilísticas baseadas em previsões por conjunto podem ser bastante úteis. Geralmente esse tipo de previsão é utilizada para auxiliar nos processos de tomada de decisão para as decisões de reservas obrigatórias e agendamento de manutenção para minimizar o custo operacional.

### 2.5.3 Previsão de médio prazo: 12 a 36 horas

Esse é o horizonte de previsão relevante para o comércio de energia no mercado do dia seguinte (*day-ahead market*). O mercado do dia seguinte é um mercado físico, onde se liquida a energia para o dia seguinte. Neste mercado os geradores realizam ofertas de energia para cada hora ou fração do dia seguinte com o respectivo preço, assim neste mercado existe um preço de equilíbrio para o intervalo de mercado. Os lances são encerrados ao meio-dia e entregues a partir da meia-noite, até as 24 horas seguintes.

A importância de ter previsões acuradas para este horizonte de previsão deve-se aos seguintes motivos:

- Estimar o montante de energia eólica no sistema e, por conseguinte, o preço da energia: para determinar o preço do dia seguinte, os elementos de oferta (tais como a energia eólica, outras fontes de energia, importação de energia, etc.) e os elementos de demanda (como o consumo, que, entre outros fatores, depende das condições do tempo/clima e das exportações de energia) precisam estar sempre equilibrados (JÓNSSON; PINSON; MADSEN, 2010). A estimativa da produção de energia eólica é uma grandeza detentora de um alto grau de incerteza, enquanto que as estimativas associadas aos volumes de

importação/exportação de energia estão vinculadas a um grau moderado de incerteza, por exemplo. Os demais elementos como o consumo e a produção convencional de energia, por exemplo, possuem um baixo grau de incerteza. Isso significa que uma boa previsão de energia eólica (e/ou previsão da velocidade do vento) reduz o risco de incerteza e permite que os participantes do mercado de energia determinem com maior acurácia o preço para o dia seguinte. Conhecendo o preço para o dia seguinte, e sabendo que a participação da energia eólica na matriz energética de um país tende a reduzir os custos com energia de uma maneira geral (KROHN et al., 2009), os operadores do sistema de energia podem utilizar essa informação para deliberadamente desligarem um determinado parque eólico para manter os preços da energia em um certo valor. A energia eólica reduz os custos de energia, uma vez que o custo marginal do vento (combustível) é praticamente zero, devido a este ser um recurso de fonte natural e inesgotável. Para comercialização no mercado do dia seguinte: Quanto melhor for a previsão, menor será o volume de energia negociada no mercado intradiário (*intraday market*), que é mais caro como será visto na próxima seção.

#### **2.5.4 Previsão de curto prazo: 1 a 24 horas**

A maior parte da energia das empresas de energia é negociada no mercado do dia seguinte. O operador de despacho de uma indústria de energia proprietário de usinas de energia eólica e convencionais precisa garantir continuamente que a produção total de energia seja igual à quantidade que é negociada. Quando o valor da energia eólica difere do valor esperado, o operador precisa tomar a decisão de aumentar ou diminuir a produção para manter o equilíbrio do sistema. Isso é possível se houverem reservas de regulação. Caso contrário, a energia será vendida e/ou comprada nos mercados intradiários, que têm um fechamento de mercado entre uma a duas horas antes da hora de entrega. O mercado intradiário é um mercado bilateral, com preços diferenciados para os participantes. O desafio neste mercado é o de escolher o melhor preço no momento certo. Quaisquer disparidades (excessos) remanescentes acabam sendo negociados nos mercados de balanço e/ou regulado.

O quão caro vai ser irá depender do déficit ou excedente total de energia no mercado (KROHN et al., 2009). Se o mercado tende a um déficit de energia, e se a

produção de energia das usinas eólicas é menor do que a oferta, outros produtores terão que ajustar a regulação para cima para manter o equilíbrio no balanço de energia (balanço produção-consumo). Nesse caso, os produtores de energia eólica serão penalizados, com a redução do preço pago por sua produção de energia elétrica em relação ao preço pago no mercado *spot* (mercado à vista). Por outro lado, se a produção de energia eólica for superior à quantidade ofertada, as usinas eólicas ajudarão a eliminar os déficits de mercado e, portanto, receberão o preço à vista pela produção total, sem pagar nenhuma multa. Entretanto, se o mercado tende a um excesso de energia, e se a produção de energia das usinas eólicas é maior do que a oferta, os demais produtores terão que ajustar a regulação para baixo para manter o equilíbrio no balanço de energia. Neste caso, os produtores de energia eólica serão penalizados com a redução do preço pago por sua energia elétrica produzida em relação ao preço pago no mercado *spot*. Se a produção de energia eólica é menor do que a oferta, as usinas eólicas ajudam a eliminar o excedente no mercado e, portanto, recebem por toda sua produção o preço pago no mercado *spot*, sem pagar nenhuma multa.

### **2.5.5 Previsão de curtíssimo prazo: 10 minutos a 30 minutos**

Este é um horizonte relevante para a integração da rede elétrica e é, na maioria das vezes, coberto por modelos estatísticos que incluem redes neurais ou modelos auto-regressivos integrado de médias móveis (*autoregressive integrated moving average* ou ARIMA, na sigla em inglês). As previsões para este horizonte geralmente são conduzidas para o mercado de energia elétrica para compensação e ação regulatória. O leitor interessado pode obter maiores informações sobre este horizonte de previsão em Giebel et al. (2011) ou Gallego et al. (2011) para uma visão mais abrangente sobre o assunto.

## **2.6 Métodos de Previsão de Energia Eólica**

Atualmente existem várias técnicas para previsão da velocidade do vento em curto prazo, que para aplicações de energia eólica abrange uma escala temporal que varia entre 1 a 24 horas. Em geral, os métodos de previsão do vento baseiam-se, principalmente, em três tipos de abordagens: modelos físicos dinâmicos (Modelos



Numéricos de Previsão do Tempo), modelos estatísticos e métodos baseados em técnicas de inteligência artificial (LEI et al., 2009; COSTA et al., 2008; MORALES; MÍNGUEZ; CONEJO, 2010; CHANG, 2014).

A principal vantagem das Redes Neurais Artificiais (RNAs) em relação à modelagem numérica é o custo computacional extremamente baixo. No entanto, a RNA apresenta desvantagens como a especificidade espacial, isto é, baixa capacidade de generalização, e a necessidade de uma base de dados suficientemente grande (dados históricos) para o treinamento da rede, que dependendo da aplicação, pode ser demorado, sendo necessário para poder representar as diferentes condições do processo físico a ser modelado (TRAITEUR et al. 2012). Sendo assim, os modelos de PNT apresentam várias vantagens em relação aos demais. Primeiro porque modelos estatísticos e RNAs precisam de uma série de dados passados (dados históricos) para prever o comportamento futuro de uma determinada variável. Por exemplo, relações empiricamente identificadas que governam o comportamento da velocidade do vento provavelmente sofrerão mudanças devido as variações climáticas ou com alterações no uso e cobertura do solo com o tempo. Segundo que, muitos modelos estatísticos evitam o problema da estacionariedade usando técnicas adaptadas onde os parâmetros do modelo são atualizados frequentemente. Essa abordagem pode representar um problema se o sistema não tiver memória suficiente, por exemplo, em um ambiente dinâmico dominado pela turbulência de pequena escala onde há bastante cisalhamento do vento. Por fim, outra grande vantagem dos modelos de PNT é que além de fornecerem previsões da velocidade do vento, também fornecem informações sobre a turbulência atmosférica sem custo computacional adicional. O prognóstico adicional da turbulência atmosférica pode ser benéfico para as operações das turbinas eólicas (WAGNER et al., 2010).

## **2.7 Estudos numéricos para previsão do vento**

Esta seção tem como objetivo apresentar uma revisão de literatura dos principais trabalhos que utilizaram ferramentas estatísticas e modelos numéricos de previsão do tempo para estimativas do vento, em especial aqueles voltados para aplicações em recursos eólicos.

Amarante et al. (2001) em estudo caracterizando o potencial eólico no Brasil a 50 m de altura mostraram que as regiões costeiras (nos estados do Ceará e Rio Grande do Norte) e no semiárido (com topografia complexa, especificamente nas regiões de Alagoas, Bahia, Paraíba e Pernambuco) destacam-se por apresentar o maior potencial no país.

Lyra (2007) avaliou as previsões da velocidade do vento próximo a superfície utilizando o modelo Eta para cinco localidades do NEB. Foram realizados experimentos numéricos com resoluções horizontais de 5 e 10 km, resoluções verticais com 38 e 50 níveis, mudanças na relação dos comprimentos de rugosidade, de calor e momentum, nas funções de estabilidade de Paulson do esquema de parametrização da camada limite superficial. Também foram realizados testes de sensibilidade com a estimativa da altura da camada limite atmosférica e com a substituição da cobertura de solo. Os testes com 5 km de resolução horizontal obtiveram um melhor desempenho que a versão de 10 km. O parâmetro que controla a altura da camada limite atmosférica apresentou impacto diferente sobre o oceano e o continente. O experimento com mudança na cobertura do solo apresentou diferenças pouco significativas, provavelmente devido à pequena área de cobertura de solo alterada. Em geral, os resultados do vento à 10 e 50 m de altura modelado pelo Eta mostraram alguma sensibilidade aos parâmetros testados, embora pequena.

Sobral (2009) fez o levantamento e o tratamento estatístico de dados de vento do estado de Sergipe no NEB. O autor constatou que no período diurno foram registradas as maiores velocidades médias do vento compreendido entre 12:00 horas e 18:00 horas (local) para todos os municípios em questão.

Lima et al. (2010) aplicaram análise de componentes principais e agrupamento em 28 estações distribuídas no NEB e concluíram que as áreas serranas e litorâneas são as mais favoráveis para aproveitamento eólico.

Lucena et al. (2010) realizaram um estudo usando um *downscaling* de 50 x 50 km das projeções do modelo global inglês HadCM3 feito pelo modelo regional PRECIS para os cenários climáticos A2 e B2 do IPCC (*International Panel for Climate Change*). Neste estudo, constatou-se um aumento no potencial eólico brasileiro devido às Mudanças Climáticas Globais. Além disso, o estudo sugere o aumento do potencial eólico nas regiões costeiras, principalmente na costa do NEB.

Pinto et al. (2012) realizaram um estudo comparativo entre dados de velocidade do vento medidos em três torres eólicas no Estado de Alagoas e simulações obtidas

do Modelo BRAMS. As simulações foram realizadas para o mês de novembro 2008 com três grades aninhadas com definições horizontais  $8 \times 8 \text{ km}^2$ ,  $2 \times 2 \text{ km}^2$  e  $0.5 \times 0.5 \text{ km}^2$ , a fim de avaliar a influência da definição espacial na exatidão de previsões da velocidade do vento. Os resultados obtidos mostraram que há uma forte tendência para a subestimação dos ventos, principalmente na região costeira. Além disso, os resultados iniciais indicam que o refinamento do modelo tem um limite de otimização que deve ser considerado, pois o tempo computacional é muito elevado para altas resoluções espaciais e nem sempre apresenta melhorias nos resultados como no caso da localidade de Girau do Ponciano em que a grade de resolução em 500 m não produziu melhor desempenho em comparação com a grade de 2 km com relação a variável vento.

Chang (2011) analisou seis tipos de métodos numéricos comumente utilizados para estimar os parâmetros de Weibull para aplicação em energia eólica. Os métodos analisados foram os métodos do momento, empírico, gráfico, máxima verossimilhança, máxima verossimilhança modificado e fator padrão de energia. O desempenho destes métodos foi comparado através de previsão de Monte Carlo e análise de dados observados. Em testes de previsão, quando o número de dados era pequeno os métodos de máxima verossimilhança e de máxima verossimilhança modificado apresentaram melhor desempenho do que outros métodos. À medida que o número de dados se tornou maior, a acurácia dos seis métodos aumenta. Com relação a análises de dados de vento observados, verificou que os seis métodos são aplicáveis se a velocidade do vento se ajusta bem com a função Weibull teórica, caso contrário o método de máxima verossimilhança é recomendado, seguido pelos métodos de máxima verossimilhança modificado e momento. O método gráfico apresentou o pior desempenho. De modo geral, o método de máxima verossimilhança fornece as estimativas mais acuradas de parâmetros de Weibull em ambos os testes de previsão e análise de dados observados.

Krogsaeter, Reuder e Hauge (2011) testaram vários esquemas de parametrizações do modelo WRF referentes a camada limite e camada superficial (ACM2-PX, YSU-MM5, MYJ-ETA, QNSE-QNSE, MYNN-2.5-MYNN) durante o período de um ano de simulações para os ventos *offshore* (em mar) na região do Mar do Norte (mar do Oceano Atlântico situado entre as costas da Noruega e da Dinamarca ao leste). Os autores concluíram que os esquemas MYJ-ETA e MYNN-2.5-MYNN foram os que apresentaram melhor desempenho para a previsão do vento

na região, enquanto que o esquema YSU-MM5 foi o que apresentou os piores resultados.

Carvalho, Rocha e Gómez-Gesteira (2012) avaliaram o desempenho do modelo WRF para diferentes conjuntos de configurações físicas para uma região de topografia complexa em Portugal que possui um alto potencial eólico. O objetivo foi simular o vento próximo da superfície, para diferentes esquemas de parametrização física da camada limite. Além disso, as influências da complexidade do terreno local e da resolução do domínio de previsão nos resultados do modelo também foram estudadas. Os dados de três estações de medição de vento localizadas na área de estudo foram comparados com os resultados. Dentro das opções testadas, os resultados mostram que o uso do relaxamento newtoniano da grade em simulações que não devem exceder um tempo de integração de 2 dias é a melhor configuração numérica, e o conjunto de parametrização composto pelos esquemas físicos MM5, *Yonsei University* e *Noah* foram os mais adequados para locais de topografia complexa. Os resultados foram mais pobres em regiões com maior complexidade do terreno, principalmente devido às limitações dos dados do terreno fornecidos ao modelo. O aumento da resolução do domínio de previsão por si só não foi suficiente para melhorar o desempenho do modelo. Os resultados sugerem que a minimização do erro na previsão do vento pode ser alcançada testando e escolhendo uma configuração numérica e física adequada para a região de interesse, juntamente com o uso de dados de terreno de alta resolução, se disponível.

Ramos, Lyra e Silva (2013) avaliaram o prognóstico do vento em 30 m para o estado de Alagoas em 6 estações anemométricas durante o período de agosto/2007 a julho/2008 utilizando o modelo WRF configurado com o esquema ACM2 para CLP. Os autores verificaram que o modelo representou de maneira satisfatória o comportamento do vento, apresentando *viés* de  $1,77 \text{ m.s}^{-1}$  e Raiz do Erro Quadrático Médio (REQM, ou *Root Mean Square Error* (RMSE) em inglês) de  $3,61 \text{ m.s}^{-1}$  para o período seco da região (novembro a dezembro), enquanto que na quadra chuvosa (maio a julho) estes índices foram de  $0,98 \text{ m.s}^{-1}$  e  $2,99 \text{ m.s}^{-1}$ , respectivamente. Os autores ainda destacaram que o modelo encontrou dificuldade em estimar o vento durante a transição do período seco a chuvoso (março a abril), apresentando desvios superiores a  $2 \text{ m.s}^{-1}$ .

Tuchtenhagen, Basso e Yamasaki (2014) avaliaram o potencial eólico no Brasil para o ano de 2011 utilizando o modelo WRF. A avaliação do potencial foi realizada a

partir das saídas de hora em hora do modelo, para o vento nos níveis de 40 e 70 m. Os resultados foram comparados com as análises do Atlas da CRESESB, mostrando que praticamente toda faixa litorânea do país, em especial as da regiões do NEB e sul do Brasil são os locais que apresentam as melhores condições para aproveitamento eólico, com limiares de velocidade do vento variando entre 8 e 10 m.s<sup>-1</sup> ao longo do período estudado.

Carvalho et al. (2014) investigou a sensibilidade do modelo WRF aos esquemas de camada superficial e camada limite planetária em um parque eólico *onshore* (em terra) e outro *offshore* (no mar) próximo de Portugal. Os autores mostraram que o esquema de camada superficial Pleim-Xiu combinado com o esquema ACM2 para camada limite tiveram os menores erros nas estimativas da velocidade do vento e produção de energia eólica para o parque eólico *onshore*, enquanto que os esquemas QSNE para camada superficial e camada limite apresentaram os menores erros para o parque *offshore*.

Balzarani et al. (2014) analisaram o desempenho de 5 esquemas de camada limite (ACM2, MRF, YSU, MYJ e UW) usando um domínio de 5 km com o WRF (v.3.2) em um local próximo de Milão, na Itália. Os autores verificaram que todos os 5 esquemas apresentam desempenhos similares em termos das variáveis analisadas (temperatura, razão de mistura e velocidade do vento), implicando em alguns erros sistemáticos em todas as simulações. O estudo concluiu que as previsões para a variável temperatura parecem impactar a evolução inicial da profundidade da camada limite atmosférica, enquanto que as parametrizações dos fluxos de entranhamento têm maior influência no desenvolvimento durante o período da tarde. A superestimação das previsões do vento e temperatura levaram a produção excessiva de mistura na camada limite, de acordo os autores. Os esquemas MRF, MYJ e ACM2 utilizam uma abordagem parecida para representar o processo de entranhamento e superestimaram a profundidade da camada limite. Os resultados mostraram que esquema YSU foi o que apresentou a melhor concordância com as observações do Lidar.

Draxl et al (2014) estudaram o desempenho do modelo WRF para representar a velocidade e o cisalhamento vertical do vento em uma região costeira na Dinamarca, testando 7 esquemas diferentes de camada limite planetária. Os autores verificaram que o esquema YSU apresenta um desempenho melhor na representação dos perfis do vento para condições instáveis de estabilidade atmosférica, enquanto que os

esquemas ACM2 e MYJ são melhores para condições neutras e estáveis, respectivamente.

Santos et al. (2016) realizaram um levantamento dos recursos eólicos para os municípios de Paracuru e Triunfo localizados no estado do Ceará com duas características topográficas distintas (plana e complexa), respectivamente, no NEB. Para isso, os autores utilizaram as saídas do modelo de mesoescala WRF como condição inicial para um modelo de microescala conhecido como *Wind Atlas Analysis and Application Program* (WAsP). As simulações com o WRF foram configuradas com o esquema MYJ para camada limite para o período de dois anos (2005 e 2006). Os resultados mostraram que a densidade de potência dos dados medidos e simulados a 50 e 60 m de altura superaram os  $400 \text{ w.m}^{-2}$ , indicando que ambas localidades apresentam condições favoráveis para aproveitamento eólico.

Lima (2016) avaliou o modelo numérico BRAMS (*Brazilian Developments on the Regional Atmospheric Modeling System*) para a previsão da geração de energia eólica, nos horizontes de curtíssimo e curto prazo, até 72 h à frente (com saídas a cada 10 minutos), comparando com observações de duas torres anemométricas: uma na cidade de Palmas no Paraná, e outra em São Bento do Norte, no Rio Grande do Norte. O autor utilizou em conjunto com o modelo BRAMS a técnica do filtro de Kalman, com o objetivo de reduzir a magnitude dos erros na previsão do vento e geração eólica. Os resultados indicaram que, em uma primeira análise, os dados previstos da velocidade do vento para a região de Palmas (1 ano de previsão) não foram muito bons, apresentando índices de correlação de anomalia com valores variando entre 0,5 e 0,6 na maior parte do tempo, com valores baixos ao final de cada ciclo de 24 horas. Após aplicado o método de correção do erro sistemático (filtro de Kalman), houve pouca melhora na previsão, uma vez que o filtro é utilizado apenas para reduzir o erro não sistemático e não os aleatórios. Para a região de São Bento do Norte os erros nas previsões do vento foram maiores, e que de acordo com o autor, não era esperado, uma vez que a regularidade dos ventos alísios na região supostamente deveria tornar a previsão mais precisa. Entretanto, o autor ressalta que, a aplicação do filtro de Kalman a previsão da energia, agregada a cada 8 e 24 horas, foram considerados muito bons para ambas localidades, apresentando índices de correlação de anomalia superiores a 0,6 no horizonte de 72 h, chegando até 0,8 quando a agregação de energia é avaliada a cada 24 h.

Olsen et al. (2017) realizaram a intercomparação das saídas de 25 modelos numéricos de previsão do tempo (variando versões do modelo WRF e esquemas de camada limite, para espaçamentos de grade  $\leq 3$  km e  $> 3$  km) para avaliar recursos eólicos em terrenos de topografia simples (plana) em três locais no norte da Europa. Os experimentos com os modelos configurados com o esquema MYJ para camada limite apresentaram os menores erros para a velocidade e perfil vertical do vento do que os experimentos que utilizaram o esquema YSU. Em média, os modelos apresentaram *viés* com valores baixos para a velocidade do vento em locais próximos da costa e *offshore* (em mar) ( $< 4\%$ ) e *viés* maiores para ventos próximos à superfície (*onshore*) ( $> 7\%$ ). Os autores também verificaram que os maiores erros associados a velocidade do vento nos experimentos está relacionado a condições no interior da camada de limite de forte estabilidade e instabilidade. Os autores também apontam que há fortes indícios de que usar um espaçamento de grade  $> 3$  km diminui o desempenho do modelo, entretanto, não encontraram evidências de que há um desempenho melhor em utilizar um espaçamento de grade  $< 3$  km para o local estudado.

Pinto (2017) avaliou o desempenho do modelo WRF na previsão da intensidade do vento em 3 regiões distintas do NEB. A autora realizou um total de 12 experimentos (testes de sensibilidade) variando diversos parâmetros físicos do modelo para os 3 primeiros dias do mês de maio de 2009 (estação chuvosa da região) em 3 grades de 5 km, cada uma representando uma região do NEB, com o objetivo de encontrar qual configuração de esquemas fornece as melhores estimativas do vento em cada domínio. Após realizados os testes de sensibilidade e definidos os melhores esquemas para cada domínio, foi realizado a comparação entre as previsões do WRF para os meses de maio e novembro de 2009 e 2012 com as medidas da velocidade do vento em cada domínio estabelecido. As previsões foram comparadas com as observações de 4 torres anemométricas em 80 e 100 m onde funciona quatro parques eólicos. Em geral, a autora observou que o modelo apresenta uma forte tendência para a superestimação nas previsões do vento, com valores de *viés* e RMSE elevados (entre 2,5 e 3  $m.s^{-1}$ ), com exceção para a localidade do estado do Piauí, que apresentou erros menores.

Bissoli et al. (2018) avaliaram o desempenho do modelo WRF para recursos eólicos no estado da Bahia. Os autores realizaram simulações para os meses de janeiro, fevereiro, maio, junho e setembro, variando 8 esquemas de microfísica (Eta,

Kessler, Lin, Thompson, WSM3, WDM6, WSM5 e WSM6), deixando o esquema MYJ para camada limite fixo em todos experimentos. Os resultados das simulações foram comparados com os dados de uma torre anemométrica em Mucugê (Bahia) com medições em 80, 100, 120 e 150 m de altura. Em geral o experimento que apresentou os menores erros através das métricas estatísticas *bias*, RMSE, e índice de concordância foram as simulações com o esquema de Kessler.

Oliveira e Souza (2018) avaliaram o desempenho dos modelos *Brazilian Developments on the Regional Atmospheric Modelling System* (BRAMS) e WRF em 4 mesorregiões para o estado da Paraíba (Zona da Mata, Agreste, Bordorema e Sertão), com o objetivo de avaliar locais potenciais para aproveitamento eólico. Os autores realizaram simulações para um período de três anos (2007-2009), com os esquemas de camada limite Mellor Yamada para o BRAMS e YSU para o WRF. Os autores ainda compararam as simulações de cada modelo para os meses de março e setembro, que apresentaram as menores e maiores velocidades, respectivamente. Os resultados mostraram que o *bias* variou de -0.31 a -2.24 m.s<sup>-1</sup> e o RMSE de 0,88 a 2,40 m.s<sup>-1</sup> para o BRAMS, enquanto que para o WRF o viés variou de 0,53 a 1,81 m.s<sup>-1</sup> e RMSE de 0,79 a 1,92 m.s<sup>-1</sup>, respectivamente.

Prósper et al. (2019) utilizaram o modelo WRF em alta resolução (~ 300 m) para avaliar a previsão do vento e recursos eólicos a 60 m em uma região de terreno complexo para um parque eólico (*onshore*, isto é, em terra) localizado na cidade de Galiza, no noroeste da Espanha. Os autores avaliaram as previsões do modelo WRF para dois horizontes de previsão: 24 e 48 horas, durante o período de um ano. Neste estudo, o modelo foi configurado com um esquema de parametrização específico para parques eólicos proposto por Fitch (FITCH et al., 2012), e com a opção MYNN 2.5 para camada limite planetária. Os resultados mostraram que as previsões do modelo apresentaram um desempenho razoavelmente bom para geração de energia eólica, com erro médio anual (*Mean Absolute Error* (MAE) em inglês) para as estimativas do vento de 1,87 m.s<sup>-1</sup> para a previsão de 24 horas, e de 2,13 m.s<sup>-1</sup> para a previsão de 48 h, e um erro de 14.75% e 15.93%, respectivamente, para geração de energia eólica.

Dzebre et al. (2019) avaliaram o impacto de diferentes horizontes de simulações com 3 opções de relaxamento newtoniano (*nudging*) desligado dentro da camada limite utilizando o WRF, comparando os dados de vento simulados com observações anemométricas (em 40, 50 e 60 m de altura), assim como também o



recurso eólico estimado, durante o mês de dezembro de 2013 em Gana, na África Ocidental. Os autores realizaram um total de 15 experimentos variando 5 períodos de previsão (1, 2, 7, 14 e 31 dias). Os resultados encontrados pelos autores mostraram que os experimentos com relaxamento newtoniano desabilitado nos primeiros 1600 m do modelo para as simulações de até 48 h (2 dias) apresentaram as melhores estimativas, reduzindo o erro na previsão do vento de 24% para 10%, e na densidade de potência eólica de 54% para 27%.

É notável diante dos trabalhos citados nesta revisão que tem aumentado a quantidade de estudos caracterizando o comportamento do vento em diferentes regiões do mundo com a finalidade de ampliar o caráter renovável da matriz energética de vários países, em especial o recurso eólico. Neste sentido, realizar previsões acuradas da futura produção de energia eólica em escalas locais e globais são importantes, uma vez que os sistemas de transmissão precisarão ser expandidos e o sistema de energia precisará ser adaptado para integrar novos parques eólicos com a geração hidrelétrica existente.

### **3 METODOLOGIA**

Nesta dissertação foi adotada uma abordagem baseada na modelagem atmosférica de mesoescala com o modelo WRF (método físico dinâmico) e dados observados de duas torres anemométricas a 95 m de altura, pertencentes a dois parques eólicos no estado do Rio Grande do Norte.

#### **3.1 Caracterização da Região de Estudo e Sistemas Atmosféricos Atuantes**

A área de estudo consiste no município de Parazinho, localizado no estado do Rio Grande do Norte no NEB entre as latitudes  $5^{\circ}23'52.3''S$  e  $5^{\circ}16'36.6''S$  e as longitudes  $36^{\circ}04'35.4''W$  e  $35^{\circ}50'00.1''W$ . O município de Parazinho possui uma área de 258.025 km<sup>2</sup> e população de cinco mil duzentos e um habitantes (IBGE, 2018). O clima da região pode ser classificado de acordo com as quatro mesorregiões que dividem o território do estado do Rio Grande do Norte: Oeste, Central, Agreste e Leste Potiguar (Figura 9).

O estado do Rio Grande do Norte pode ser considerado de clima subúmido e semiárido, visto que segundo as normais climatológicas, 75% dos municípios apresentam precipitações médias anuais inferiores a 880 mm (LUCENA et al., 2018). Com distribuição espacialmente irregular das precipitações, pode-se facilmente identificar três domínios climáticos principais: um úmido no Litoral Leste que inclui a mesorregião do Leste potiguar e alguns municípios da mesorregião do Agreste potiguar; um subúmido seco que abrange quase a totalidade da mesorregião Oeste potiguar (sertão), além de alguns municípios da região Central e Agreste; e o domínio de clima semiárido, está presente em quase toda a mesorregião Central potiguar, incluindo alguns poucos municípios do Oeste e Agreste potiguar (NUNES, 2006).

O município de Parazinho, objeto de estudo desta dissertação, é um município de pequeno porte, que está a 71 metros de altitude, localizado no extremo norte, na

mesorregião Agreste Potiguar (Figura 11 destacado em vermelho). Está no domínio climático semiárido (caatinga), com temperatura e pluviosidade média anual de 25,5°C e 593 mm, respectivamente. A região ao longo do ano apresenta entre 7 a 8 meses secos, sendo outubro o mês mais seco do ano com pluviosidade média de 3 mm, enquanto que abril é o mês mais chuvoso (com média de 135 mm). Com relação a temperatura, o mês mais quente do ano é fevereiro, com uma temperatura média de 26,7°C. A temperatura média mais baixa ocorre no mês de julho, que é de 23,9°C (CDAO, 2019).

O município de Parazinho conta com 22 parques eólicos, que no total somam 631,2 MW de potência instalada (ANEEL, 2019). Cabe ressaltar que a área de estudo possui dois aspectos principais:

- i) O NEB é a região de maior potencial eólico no território nacional (AMARANTE et al., 2001; PINTO et al., 2012) e pode desempenhar um papel relevante no que tange a segurança energética do país, uma vez que estudos preliminares indicam a existência de complementaridade sazonal entre o recurso eólico e hidroelétrico, isto é, as maiores velocidades do vento foram observadas nos períodos em que o fluxo de água das bacias da região é mínimo (PINTO et al., 2012);
- ii) A disponibilidade de dados observados em torres anemométricas, inclusive as utilizadas nesta dissertação, estão em acordo com a normatização internacional para coleta de dados para o setor energético.

No contexto global, o município de Parazinho está inserido na zona intertropical do globo, mais próximo da linha do equador que dos trópicos. Essa zona do planeta possui balanço de radiação positivo sendo o fotoperíodo praticamente constante, havendo aproximadamente 12 h de dia e de noite durante todo o ano (VAREJÃO-SILVA, 2001). Em se tratando da circulação geral da atmosfera, essa faixa do globo está sujeita à atuação constante dos ventos alísios de sudeste e nordeste, estando sob a ação dos movimentos sazonais da ZCIT e estando praticamente protegida da atuação de massas de ar frias (NIMER, 1964). Assim sendo, em Parazinho as estações do ano são melhor identificadas pelos períodos chuvoso e seco do que pelas diferenças sazonais de temperatura (quente e frio), pois há baixa amplitude térmica.

Ao nível regional, além da ZCIT, vários fenômenos meteorológicos atuam na região leste do NEB. Dentre eles, os Distúrbios Ondulatórios de Leste (DOLs, também chamado de Ondas de Leste), anomalias na temperatura do Oceano Pacífico e o modo de variabilidade climática El Niño e La Niña, e as anomalias na temperatura do Oceano Atlântico (conhecido também como Dipolo do Atlântico) (NIMER, 1964; KAYANO; ANDREOLI, 2009; DINIZ; PEREIRA, 2015). Kayano e Andreoli (2009) afirmam ainda que a dinâmica atmosférica do NEB é fortemente influenciada pelos Alísios, que, sobre a América do Sul (AS), são influenciados pelos centros de alta pressão no Atlântico Norte e Sul, cujas posições e intensidades se modificam sazonalmente. Os fenômenos de mesoescala como brisas montanha-vale, marítimas e terrestres também atuam de forma significativa em alguns locais do estado em razão do relevo (que não é o caso de Parazinho). A convergência de umidade na região em caso de associação entre os DOLs e brisa marítima, chegam a penetrar 300 km para o interior do continente, levando chuvas em vários locais isolados do estado (DINIZ; PEREIRA, 2015).

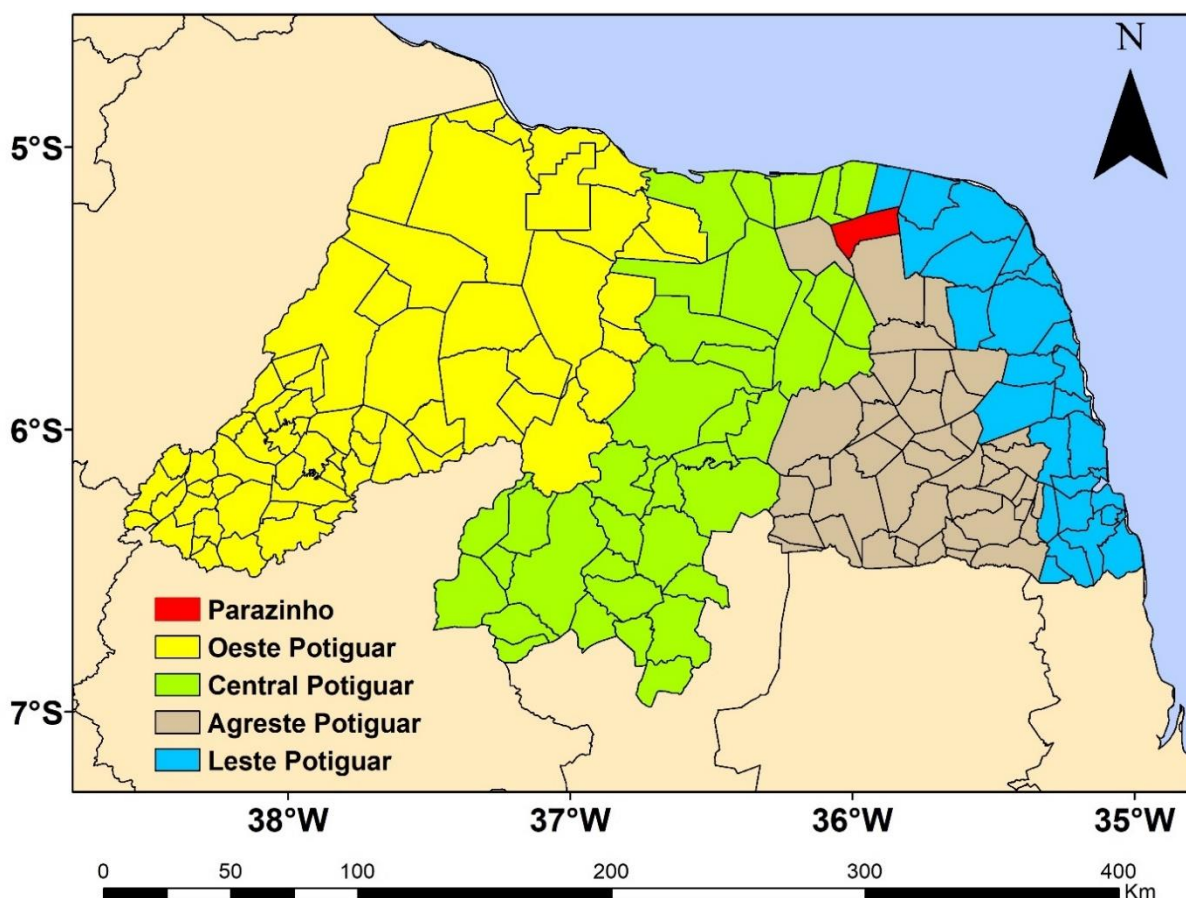


Figura 9 - Localização do Estado do Rio Grande do Norte na região Nordeste do Brasil (NEB), com suas mesorregiões Oeste, Central, Agreste e Leste Potiguar, respectivamente. O município de Parazinho está sombreado em vermelho no extremo norte da mesorregião Agreste.

Fonte: produção autor.

### 3.2 Dados

Neste estudo foram utilizados dados de velocidade e direção do vento de duas torres anemométricas localizadas em dois parques eólicos na cidade de Parazinho no Rio Grande do Norte. Os parques eólicos não podem ter os seus nomes revelados por questão de confidencialidade de dados, dessa forma as torres anemométricas serão referenciadas como A1 e A2 (Figura 10). Os dados medidos da velocidade e direção do vento foram coletados a partir de um anemômetro de copo *Thies First Class* de alta precisão (1% do valor medido ou  $0,2 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$ , o que for maior), e um indicador de direção do vento *Thies Compact (wind vane)* (THIES CLIMA, 2019), respectivamente, instalados em cada torre na altura de 95 metros. Os dados da direção e velocidade do vento correspondem à média horária (hora local - HL) das medições que são realizadas na frequência de 1 segundo e integralizadas em intervalos de 10 minutos,

compreendendo o período de 01 de janeiro a 31 de dezembro de 2017. O presente estudo se restringiu a analisar apenas o ano de 2017 devido a esse ser o único período que a empresa responsável pelos parques eólicos pôde disponibilizar os dados anemométricos. Ressalta-se que para uma análise preliminar do comportamento do vento e estimativa do potencial eólico de uma região, um ano consecutivo de medições da velocidade do vento é suficiente para representar as variações de longo prazo no perfil do vento, dentro de um nível de acurácia de 10% (GUZZI; JUSTUS, 1988; PARSA; MAPDI, 1995). A série temporal foi dividida nas quatro estações do ano: Dezembro-Janeiro-Fevereiro (DJF) verão, Março-Abril-Maio (MAM) outono, Junho-Julho-Agosto (JJA) inverno e Setembro-Outubro-Novembro (SON) primavera.

Os dados foram submetidos a um processo de validação com o objetivo de eliminar dados espúrios para evitar conclusões errôneas. Os dados incorretos podem ser causados pelo mau funcionamento dos sensores e equipamentos, ou devido a algum problema de calibração dos anemômetros, entre outros. A Tabela 1 descreve os filtros de validação aos quais os dados foram submetidos em busca de dados suspeitos (BAILEY et al., 1997).

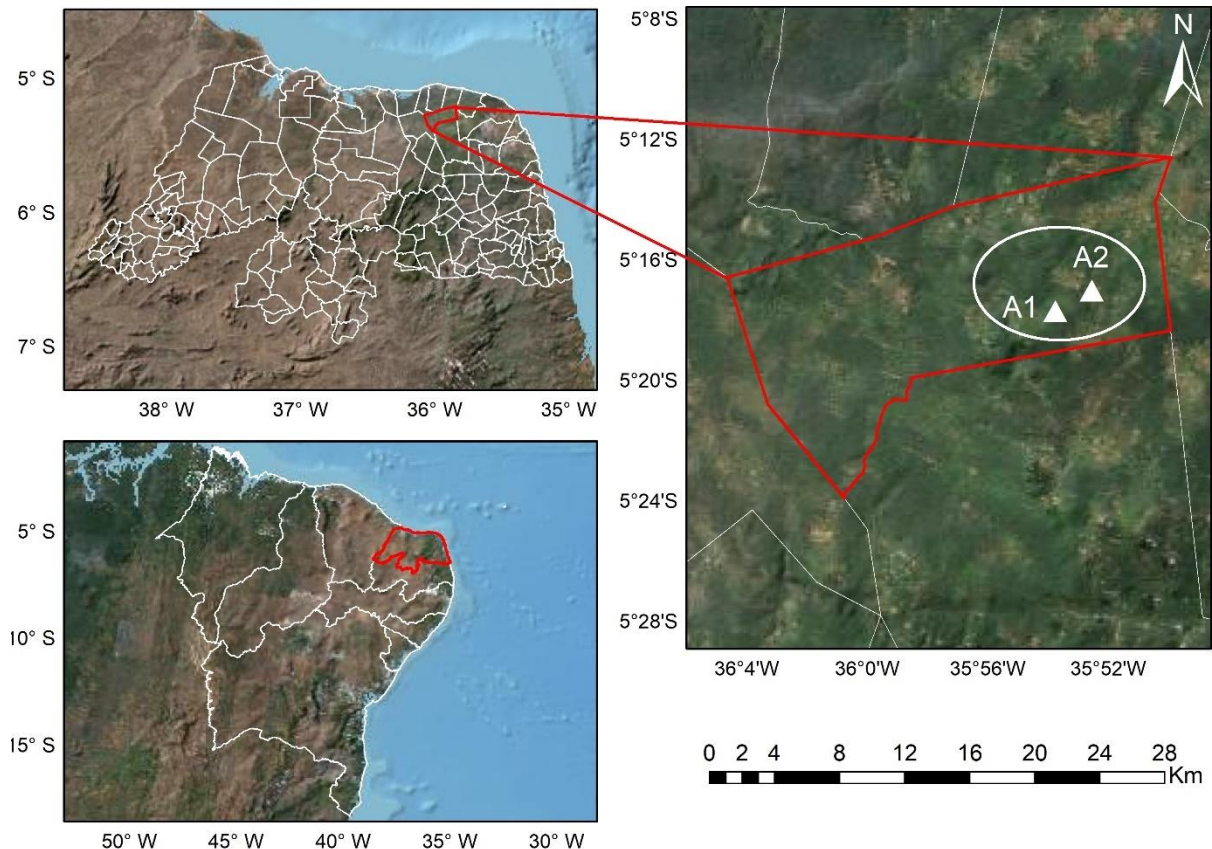


Figura 10 - Localização das duas torres anemométricas de 95 m, A1 e A2 (triângulos em branco) utilizadas para estudo em Parazinho-RN.

Fonte: produção autor.

Tabela 1 - Critérios de validação dos dados. Média significa a média horária (ou seja, obtida com os 6 valores - 1 a cada 10 minutos) sendo excluídos os dados que estão abaixo de 0 e acima de 25 m.s<sup>-1</sup>. O Desvio padrão também é calculado para cada intervalo de 1 hora (sendo excluídos os valores que apresentam DP fora do intervalo  $0 \leq DP \leq 3 \text{ m.s}^{-1}$ ). O mesmo procedimento é adotado para a direção do vento.

Parâmetro	Critério de validação
<b>Velocidade Horizontal do Vento</b>	
Média	$0 \leq \text{Média} \leq 25 \text{ m.s}^{-1}$
Desvio Padrão	$0 \leq \text{Desvio Pad.} \leq 3 \text{ m.s}^{-1}$
<b>Direção do vento</b>	
Média	$0 \leq \text{Média} \leq 360^\circ$
Desvio Padrão	$3 \leq \text{Desvio Pad.} \leq 75^\circ$

Fonte: Bailey et al. 1997.

Após o processo de avaliação dos dados, obteve-se uma disponibilidade de dados equivalente a 99,99% em A1 e A2 com base nos 8760 registros (um para cada hora do ano). Os dados excluídos da série correspondem ao mês de abril (dia 21, das 19:00 até as 24:00, total de 5 horas faltantes) em A1 (5 valores excluídos do total de 8760), e o mês de abril (do dia 20 a partir das 16:00 até o final do dia 21, total de 33 horas faltantes), junho (dia 29, das 11:00 até as 24:00, total de 14 horas faltantes) e julho (dia 7, das 10:00 até as 15:00, total de 6 horas faltantes) em A2 (53 valores excluídos do total de 8760). Os valores excluídos das séries de dados representam valores negativos de velocidade do vento e horários que apresentaram falha na coleta de dados (ausência de registros), sendo, portanto, excluídos das séries temporais. Ressalta-se que nenhum valor das séries temporais ultrapassou o limiar de velocidade do vento  $\geq 25 \text{ m.s}^{-1}$ .

### 3.3 Métodos

#### 3.3.1 Distribuição de Weibull

Existem diferentes métodos para determinar a distribuição da velocidade do vento. A distribuição de Weibull com 2 parâmetros é uma das mais utilizadas na literatura para retratar estatisticamente os dados de vento e é constantemente aplicada para avaliar recursos eólicos (TAKLE; BROWN; DAVIS, 1978; JUSTUS et al.,

1978). A função Weibull é a distribuição contínua que usualmente mais se aproxima à distribuição discreta representada nos histogramas de velocidade, sendo caracterizada por dois parâmetros, o fator de escala  $a$  (em  $\text{m.s}^{-1}$ ) e o fator de forma  $c$  (adimensional), ambos positivos.

O fator de escala está relacionado com a velocidade média do vento no local e o fator de forma é inversamente proporcional à variabilidade da velocidade do vento em torno da média, quanto mais alto o fator de forma, mais concentradas em torno da média estão as velocidades de ocorrência do vento no local. É importante verificar que o aumento do fator de escala implica também no aumento da dispersão dos valores de velocidades em torno da média. Estes parâmetros permitem um ajuste de curva mais refinado para diferentes características de vento.

O método utilizado para este estudo foi semelhante ao de Takle, Brown e Davis (1978), que foi um dos primeiros trabalhos a analisar o comportamento do vento e sua associação com a distribuição probabilística de Weibull nos primeiros 100 metros da atmosfera para o estado de Iowa nos Estados Unidos. Nesse estudo a distribuição de Weibull é utilizada para representar a frequência de ocorrência de cada velocidade do vento.

Utilizando uma notação similar à de Takle, Brown e Davis (1978) e Justus et al. (1978), a distribuição de Weibull para a velocidade do vento ( $V$ ), pode ser expressa pela função de Weibull, que é dada pela Equação 1, abaixo.

$$f(V) = \left(\frac{c}{a}\right) \left(\frac{V}{a}\right)^{c-1} \exp\left[-\left(\frac{V}{a}\right)^c\right] \quad (1)$$

onde  $a$  é o parâmetro de escala da distribuição de Weibull com unidade de metros por segundo ( $\text{m.s}^{-1}$ ), e  $c$  é o fator de forma (adimensional). A correspondente função distribuição acumulada é dada pela Equação 2.

$$F(v) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{v}{a}\right)^c\right] \quad (2)$$



na Equação 2,  $v$  é a velocidade do vento,  $c$  é o parâmetro de forma e  $a$  é o parâmetro de escala (em  $\text{m.s}^{-1}$ ).  $F(v)$  representa a fração de tempo (ou probabilidade) em que a velocidade do vento é igual ou menor que  $v$ .

A média e a variância da distribuição de Weibull é representada nas equações 3 e 4, respectivamente:

$$E(v) = a [\gamma(1 + c^{-1})] \quad (3)$$

$$V(v) = a^2 \left\{ \gamma(1 + \frac{2}{c}) - [\gamma(1 + \frac{1}{c})]^2 \right\} \quad (4)$$

nas Equações 3 e 4,  $v$  é a velocidade do vento,  $c$  é o parâmetro de forma,  $a$  é o parâmetro de escala (em  $\text{m.s}^{-1}$ ) e  $\gamma$  é a função Gama.

Para ajustar a distribuição de Weibull aos dados foram calculados os parâmetros de forma e escala da distribuição. É realizada uma comparação dos dados das séries em A1 e A2 com a curva da distribuição de Weibull, a partir de uma análise de frequência de histogramas, separando a velocidade do vento em  $N$  classes (*bins* ou intervalos) para representar a frequência de ocorrência de cada velocidade do vento. Os intervalos (*bins*) são representados graficamente em histogramas mostrando o número de ocorrências em um intervalo de classe de  $0,2 \text{ m.s}^{-1}$  para cada mês (Figura 11).

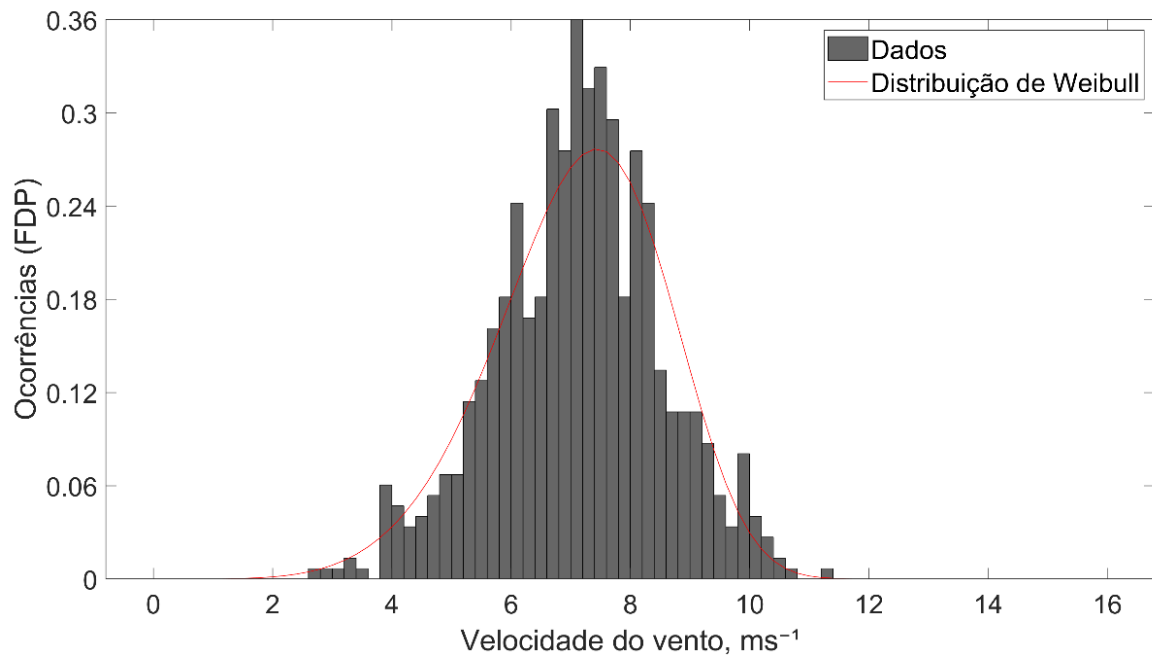


Figura 11 - Exemplo de histograma e distribuição de Weibull utilizada para este estudo. O histograma mostra a velocidade do vento ( $m.s^{-1}$ ) para dezembro de 2017 na torre A1 com a distribuição de Weibull ajustada aos dados.

Fonte: produção autor.

### 3.3.2 Método de Estimadores de Máxima Verossimilhança – MLE (*Maximum Likelihood Estimators*)

Neste estudo, os parâmetros de ajuste  $a$  e  $c$  para a distribuição de Weibull foram estimados pelo método da máxima verossimilhança (HARTER; MOORE, 1965 a, b). Seguro e Lambert (2000) e Costa Rocha et al. (2012) mostram que os parâmetros da distribuição de Weibull estimados por este método podem ser representados pelas Equações 5 e 6.

$$a = \left( \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (v_i)^c \right)^{\frac{1}{c}} \quad (5)$$

$$c = \left[ \frac{\sum_{i=1}^n v_i^c \ln(v_i)}{\sum_{i=1}^n v_i^c} - \frac{\sum_{i=1}^n \ln(v_i)}{n} \right]^{-1} \quad (6)$$

nas Equações 5 e 6,  $v_i$  é a velocidade do vento no passo de tempo  $i$ ,  $a$  é o parâmetro de escala,  $c$  é o parâmetro de forma e  $n$  é o número total das velocidades não-nulas observadas.

### 3.3.3 Ventos extremos

Neste estudo foi identificado a ocorrência de ventos extremos com base na aplicação do método dos percentis (WILKS, 2006). Os percentis foram utilizados para identificar os extremos que correspondem as maiores e menores velocidades de vento observadas na série de dados dos dois parques eólicos. Os extremos que correspondem as maiores velocidades (extremos superiores) são considerados aqueles em que a velocidade do vento é maior ou igual aos percentis de 95% e 99%, e os extremos que correspondem as menores velocidades (extremos inferiores) são aqueles em que a velocidade do vento é menor ou igual aos percentis de 5% e 1%. Inicialmente os percentis de 5% e 95% foram comparados entre si, e posteriormente comparados com os percentis de 1% e 99% para verificar como a velocidade do vento difere entre os dois parques eólicos. Além disso, as velocidades máximas (Vel max) e mínimas (Vel mín) registradas no intervalo de uma hora para cada mês (maior e menor valor ocorrido no mês) também foram identificadas. A diferença no comportamento da velocidade do vento entre o dia e a noite também é discutida durante a análise observacional.

### 3.3.4 Energia e potência extraída do vento

A energia eólica é a energia cinética contida nas massas de ar em movimento (vento). O seu aproveitamento ocorre por meio de uma turbina eólica, que também é conhecida como aerogerador, sendo responsável por converter a energia cinética dos ventos em energia mecânica de rotação e, que, posteriormente é convertida em energia elétrica por um gerador (GRUBB; MEYER, 1993). Considerando que o ar é um fluido como qualquer outro, pode-se dizer que a energia cinética de uma massa de ar  $m$  e velocidade  $V$ , é dada por (PATEL, 1999):

$$E = \frac{1}{2} mV^2 \quad (7)$$

onde  $E$  é a energia cinética de uma massa de ar (em unidade de Joule),  $m$  é a massa de ar (em kg) e  $V$  é a velocidade da massa de ar (vento) (em m.s<sup>-1</sup>).

De maneira geral, a velocidade instantânea do vento  $V$  é descrita como um valor médio acrescentado de um desvio a partir da média (flutuação), segundo a Equação (8):

$$V = \bar{V} + v' \quad (8)$$

onde  $\bar{V}$  é a velocidade média do vento e  $v'$  é a flutuação. Na prática, em determinadas aplicações, leva-se em consideração apenas a magnitude da velocidade média  $\bar{V}$ . Sabendo que a massa de ar é dada por:

$$m = \rho v \quad (9)$$

onde  $\rho$  é a densidade do ar e  $v$  é o volume do cilindro dessa quantidade de ar.

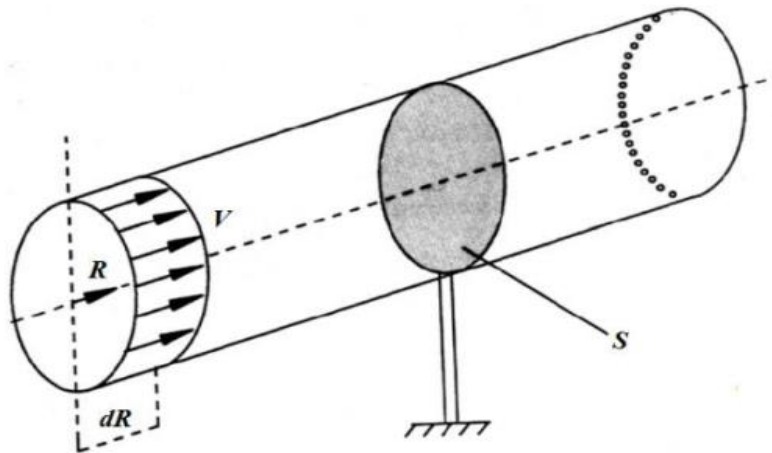


Figura 12 - Volume de ar cilíndrico.

Fonte: Marques (2004).

Ao considerar que essa massa de ar esteja se movendo perpendicularmente a uma secção transversal de um cilindro (Figura 12), com velocidade constante, o volume da massa de ar correspondente à área ( $A$ ) onde se tem um círculo hipotético de raio ( $R$ ), que é o comprimento de cada pá de hélice da turbina multiplicado pelo espaço percorrido ( $L$ ) pela massa de ar, chega-se em:

$$m = \rho v = \rho(AL) \quad (10)$$

Portanto, a Equação (7) pode ser reescrita em:

$$E = \frac{1}{2} mV^2 = \frac{1}{2} (\rho v)V^2 = \frac{1}{2} (AL)V^2 \Rightarrow$$

$$\Rightarrow E = \frac{1}{2} \rho ALV^2 \quad (11)$$

sabendo que a potência disponível ( $P_{dis}$ ) contida no vento é dada pelo fluxo de energia cinética por unidade de tempo, e considerando que em um escoamento permanente e incompressível o fluxo de massa é dado por  $\rho AV$  (MARTINS; GUARNIERI; PEREIRA, 2008), chega-se em:

$$P_{dis} = \frac{dE}{dt} = \frac{d}{dt} \left( \frac{1}{2} \rho ALV^2 \right) = \frac{1}{2} (\rho AV)V^2 \Rightarrow$$

$$\Rightarrow P_{dis} = \frac{1}{2} \rho AV^3 \quad (12)$$

onde  $P_{dis}$  é a potência disponível no vento (em W);  $\rho$  é a densidade do ar seco (1,255 kg.m<sup>-3</sup>);  $A$  é a área varrida pelas pás do aerogerador em movimento (em m<sup>2</sup>) e  $V$  é a velocidade do vento.

A partir da Equação 12 pode-se constatar que a potência disponível no vento é proporcional ao cubo da velocidade do vento. Isso significa que se o local em que o aerogerador for instalado apresentar um regime de vento com o dobro de velocidade, a potência disponível será oito vezes maior. No entanto, apenas uma parte desta potência pode ser aproveitada por uma turbina eólica. O valor máximo teórico da potência disponível que pode ser extraída do vento foi determinado pelo físico alemão Albert Betz. A máxima potência é obtida quando o vento deixa as pás do rotor com 1/3 de sua velocidade original (também chamada de velocidade nominal). Desta forma, o máximo da energia cinética do vento que pode ser convertido para energia mecânica por uma turbina eólica é dado pela Lei de Betz (BETZ, 1926). A fração da potência obtida depende do coeficiente de potência ( $C_p$ ) de cada turbina, que está associado

ao rendimento aerodinâmico, e indica a fração de potência eólica disponível ( $P_{dis}$ ) que pode ser convertida em energia mecânica. Portanto, a potência extraída é dada por:

$$P_a = \frac{1}{2} \rho A V^3 \cdot C_p(V) \quad (13)$$

onde  $P_a$  é a potência eólica aproveitável, e o coeficiente  $C_p(V)$  o desempenho de uma determinada turbina eólica, tendo como máximo valor teórico  $16/27$  ou  $59,3\%$  (Valor conhecido como “Limite de Betz”) (BETZ, 1926). Esse coeficiente significa que somente  $59,3\%$  da potência disponível no vento pode ser convertida em potência mecânica por uma turbina eólica. Esta potência representa as perdas causadas entre a dissipação de energia mecânica nos aerogeradores, entre outros fatores. Na prática, as turbinas de eixo horizontal mais modernas chegam a operar com uma taxa de eficiência de até  $45\%$ , o que representa um valor bem alto se considerarmos o limite teórico máximo (de  $59,3\%$ ) dado pela Lei de Betz.

Partindo da equação da potência disponível no vento (Equação 12), chega-se à densidade de potência, que é a relação entre a potência eólica disponível e a área da seção transversal. A densidade de potência ( $D_p$ ) (também chamada de fluxo de potência) de uma área auxilia na comparação e seleção dos melhores locais para instalação dos aerogeradores. A  $D_p$  é um parâmetro fundamental para avaliação de recursos eólicos, uma vez que fornece estimativa teórica dos recursos independente das especificações do tipo de turbina. A relação entre a potência disponível no vento e a área do rotor é dada por (Equação 14):

$$D_p = \frac{P_a}{A} = \frac{1}{2} \rho V^3 \quad (14)$$

onde  $D_p$  é a densidade de potência eólica (em  $W/m^2$ ) e  $\rho$  é a densidade do ar à pressão de  $1 \text{ atm}$  e temperatura de  $15^\circ\text{C}$  (com  $\rho = 1,255 \text{ kg/m}^3$ ). Neste trabalho a densidade de potência foi calculada para as séries temporais em A1 e A2 utilizando a densidade do ar para o ar seco, devido aos dados fornecidos pelas empresas responsáveis pelos parques eólicos não disporem de dados de temperatura e pressão atmosférica na altura em que foram coletados os dados anemométricos.

Para avaliar a qualidade do potencial eólico nos parques (A1 e A2) utilizou-se a recomendação da *American Wind Energy Association* (AWS), que consiste em associar classes de valores de densidade de potência eólica ( $D_p$ ) a classes de valores de velocidade média do vento (tomando como referência uma altura de 50 metros acima da superfície) (Tabela 2). A Equação 14 servirá para comparar a  $D_p$  observada com a  $D_p$  prevista pelo modelo WRF para o período de estudo a ser avaliado.

Tabela 2 - Associação das classes de velocidade média do vento ( $V_m$  em  $m.s^{-1}$ ) com classes de densidade de potência média ( $D_{pm}$  em  $W/m^2$ ), medidas a 50 metros acima da superfície.

Classe de vento	Recurso potencial	$D_{pm}$	$V_m$
1	Pobre	0 - 200	0 - 6
2	Marginal	200 - 300	6 - 6.8
3	Satisfatório	300 - 400	6.8 - 7.5
4	Bom	400 - 500	7.5 - 8.1
5	Excelente	500 - 600	8.1 - 8.6
6	Proeminente	600 - 800	8.6 - 9.5
7	Esplêndido	> 800	> 9.5

Fonte: Mert e Karakus (2015).

### 3.3.5 Curva de Potência

Cada tipo de aerogerador (turbina eólica) produz energia a partir do vento seguindo uma curva específica. Sendo assim, e de acordo com as características de construção e o tamanho do aerogerador, cada turbina eólica terá uma curva característica de desempenho de energia. A partir desta curva, é possível prever a produção de energia de uma turbina eólica, baseando-se nos distintos valores que pode tomar a velocidade e sem considerar as particularidades técnicas dos diversos elementos constitutivos do aerogerador e do terreno. Desta forma, a relação entre a potência e a velocidade do vento está descrita pela curva de potência (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2010). A indústria eólica padronizou três classes de velocidades do vento para avaliar o desempenho e a confiabilidade de uma turbina eólica. Geralmente, todos os fabricantes de turbinas eólicas fornecem informações

sobre a velocidade de conexão (*cut-in wind speed*), velocidade nominal (*rated wind speed*) e velocidade de corte (*cut-out wind speed*).

Velocidade de conexão (conhecida também como velocidade de entrada): é a velocidade com que as pás das turbinas eólicas começam a girar e gerar energia elétrica. Usualmente, a geração elétrica inicia-se com velocidades de partida da ordem de 2,5 a 3,0 m.s<sup>-1</sup> e varia de acordo com as características e especificações de cada tipo de turbina. Abaixo dessa velocidade, a energia cinética contida no vento não é suficiente para superar a inércia do rotor e, portanto, o aerogerador não é capaz de funcionar e produzir energia elétrica (PES, 2015).

Velocidade nominal: à medida que a velocidade do vento aumenta acima da velocidade de conexão, a potência de saída elétrica aumenta na mesma proporção. Entretanto, entre velocidades superiores a 12 m.s<sup>-1</sup> e inferiores a 15 m.s<sup>-1</sup> um sistema automático de limitação da potência da máquina é ativado, que pode ser por controle de ângulo de passo das pás ou por estol aerodinâmico, dependendo do modelo da turbina. Este limite é chamado de potência nominal e a velocidade do vento que é alcançada é chamada de velocidade de saída nominal (também chamada de velocidade nominal) (PES, 2015).

Velocidade de corte: é a velocidade máxima de operação de uma turbina eólica, que em geral é de 25 m.s<sup>-1</sup>. Para velocidades superiores a 25 m.s<sup>-1</sup>, há risco de danos ao rotor e a estrutura da turbina e, portanto, é ativado o sistema automático de proteção. Ventos acima da velocidade de corte têm ocorrência rara e a turbulência associada é indesejável para a estrutura da máquina (PES, 2015). Nesse caso, a rotação das pás é reduzida e o sistema elétrico do gerador é desligado da rede elétrica, retirando a turbina de operação com a finalidade de preservá-la de esforços mecânicos excessivos (AMARANTE et al., 2001).

Além das três velocidades descritas acima, que são extremamente importantes para caracterizar a curva de potência de uma turbina, há uma outra velocidade que é especificada junto com a curva de potência: a velocidade de sobrevivência (*survival speed*). É aquela velocidade em que caso seja ultrapassada, o aerogerador não é capaz de manter sua sustentação. A velocidade de sobrevivência vai além da velocidade de corte, porém não é mostrada na curva de potência. Geralmente a velocidade de sobrevivência de uma turbina varia entre 50 m.s<sup>-1</sup> e 60 m.s<sup>-1</sup> (WAGNER; MARTHUR, 2012). A velocidade de sobrevivência é um fator muito importante que deve ser considerado ao se selecionar uma turbina eólica. É preciso assegurar que a



velocidade máxima do vento na região em que a turbina será instalada seja inferior que a velocidade de sobrevivência do aerogerador.

Neste trabalho será utilizado a curva de potência associada a marca do aerogerador Vestas V-100 de 2.0 MW para avaliar a geração de energia eólica na região, devido a esta ser a marca das turbinas utilizadas nos parques eólicos A1 e A2. A potência nominal da turbina é 2.0 MW, conforme pode ser verificado pela curva de potência associada na figura 13. A geração eólica observada será comparada com a geração eólica prevista com o objetivo de avaliar o desempenho do modelo WRF para possível aplicação operacional em prever a produção em parques eólicos. Maiores informações acerca das características deste aerogerador podem ser encontradas na Tabela 3.

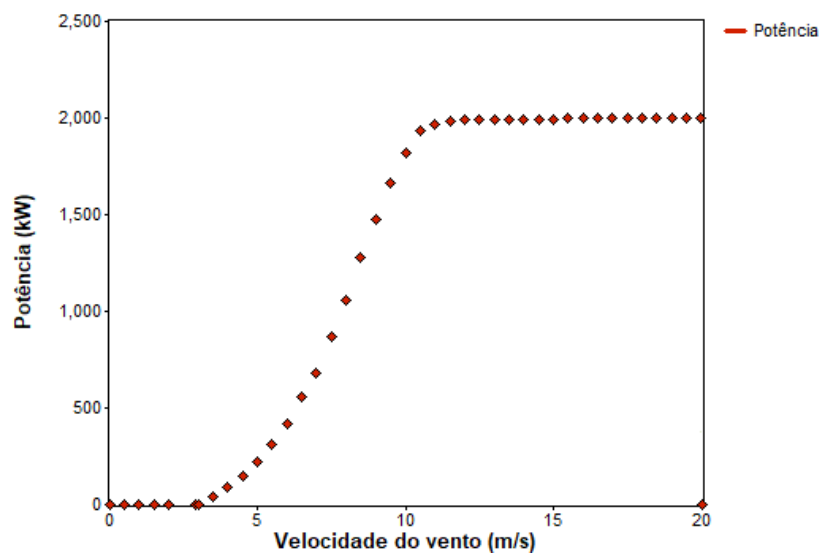


Figura 13 - Curva de potência do aerogerador Vestas V-100 de 2.0 MW.

Fonte: adaptado de Vestas (2019).

Tabela 3 - Especificações técnicas do aerogerador Vestas V-100 de 2 MW.

<b>Tipo de aerogerador</b>	<b>Tubular</b>
<b>Potência nominal</b>	2000 kW
<b>Velocidade de conexão</b>	3,0 m.s <sup>-1</sup>
<b>Velocidade nominal</b>	12,0 m.s <sup>-1</sup>
<b>Velocidade de corte</b>	22,0 m.s <sup>-1</sup>
<b>Temperatura de funcionamento</b>	-30,0°C a 40,0°C
<b>Altura do rotor da turbina</b>	80/95/120 m
<b>Número de pás</b>	3
<b>Área varrida</b>	7,854.0 m <sup>2</sup>
<b>Diâmetro</b>	100 m

Fonte: Vestas (2019).

### 3.3.6 Modelagem atmosférica em mesoescala: WRF

Para desenvolver esta pesquisa o modelo WRF foi utilizado. O desempenho das previsões foi avaliado por meio de testes de sensibilidade variando diferentes esquemas de parametrizações físicas do modelo WRF para comparar as estimativas fornecidas com as observações anemométricas coletadas nas torres A1 e A2, conforme descrito a seguir.

### 3.3.7 Testes de sensibilidade das parametrizações físicas do WRF

Para a realização dos experimentos (EXPs) numéricos foi utilizado o modelo WRF, na versão 3.9.1.1, no modo não-hidrostático, com três grades aninhadas (*two-way nesting*) e concêntricas, centradas na cidade de Parazinho-RN (Tabela 4 e Figura 14). O domínio externo (mãe) tem um espaçamento de grade de 9 km (D1) e 141 x 141 pontos de grade em cada direção horizontal. A primeira grade aninhada tem espaçamento de 3 km (D2) com 127 x 127 na direção horizontal. A grade interna tem 1 km (D3) de espaçamento com 115 x 115 pontos na direção horizontal. Todas as grades utilizadas possuem 67 níveis na vertical, com os primeiros 8 e 34 níveis verticais compreendidos entre 100 m e 2000 m (2km) acima da superfície (Figura 16), respectivamente. Os dados utilizados para inicializar o modelo foram os dados de previsão do modelo *Global Forecast System* (GFS), com resolução espacial de 0.25°

x 0.25° e temporal de 3 horas, disponíveis publicamente no seguinte domínio: <https://rda.ucar.edu/datasets/ds084.1/#!description>. O motivo de se utilizar dados de previsão e não de análise é para cumprir o objetivo de determinar a previsibilidade do modelo, colocando-o em um cenário operacional, cujos resultados podem ser importantes para tomadores de decisão nos mercados de energia eólica e, para pesquisadores da área que venham a desenvolver trabalhos sobre esta temática, sendo a principal motivação da realização desta dissertação.

A composição física da superfície terrestre foi configurada através da topografia da USGS (*United States Geological Survey* - <http://www.usgs.gov>) e vegetação MODIS (*Moderate Resolution Imaging Spectroradiometer* - <https://modis.gsfc.nasa.gov/>), ambos com resolução de 30 segundos (925 m). Maiores detalhes sobre a configuração da grade do modelo, dados utilizados, e níveis verticais podem ser vistos na Tabela 4. O mapa topográfico da elevação do terreno na região pode ser visto na figura 15.

Tabela 4 - Características gerais das previsões.

Domínio	D01	D02	D03
<b>Modelo / versão</b>	WRF V3.9.1.1		
<b>Dados iniciais e de fronteira</b>	Previsão GFS (0.25° / 3 horas)		
<b>Espaçamento da grade (km)</b>	9	3	1
<b>Tempo de previsão (horas)</b>	72		
<b>Passo de tempo (segundos)</b>	27	9	3
<b>Número de pontos no eixo W-E</b>	141	127	115
<b>Número de pontos no eixo S-N</b>	141	127	115
<b>Saída das variáveis (minutos)</b>	180	60	10
<b>Número de níveis verticais</b>	67		
<b>Níveis <math>\sigma</math> utilizados</b>	1.000, 0.9990, 0.9970, 0.9960, 0.9950, 0.9940, 0.9929, 0.9892, 0.9882, 0.9867, 0.9852, 0.9838, 0.9823, 0.9808, 0.9794, 0.9776, 0.9755, 0.9731, 0.9701, 0.9667, 0.9627, 0.958, 0.9525, 0.9461, 0.9388, 0.9303, 0.9206, 0.9095, 0.8969, 0.8826, 0.8664, 0.8484, 0.8283, 0.8062, 0.7819, 0.7555, 0.727, 0.6966, 0.6644, 0.6307, 0.5956, 0.5596,		

	0.523, 0.4861, 0.4493, 0.413, 0.3773, 0.3427, 0.3094, 0.2776, 0.2474, 0.2189, 0.1923, 0.1652, 0.1427, 0.1223, 0.104, 0.0875, 0.0728, 0.0596, 0.0478, 0.0373, 0.0279, 0.0196, 0.0123, 0.0058, 0.000,
<b>Projeção</b>	Mercator
<b>Aninhamento</b>	bidirecional (2-way)
<b>Topo do modelo (hPa)</b>	50 hPa
<b>Espaçamento da grade da topografia e do arquivo de uso do solo.</b>	30s

Fonte: produção autor.

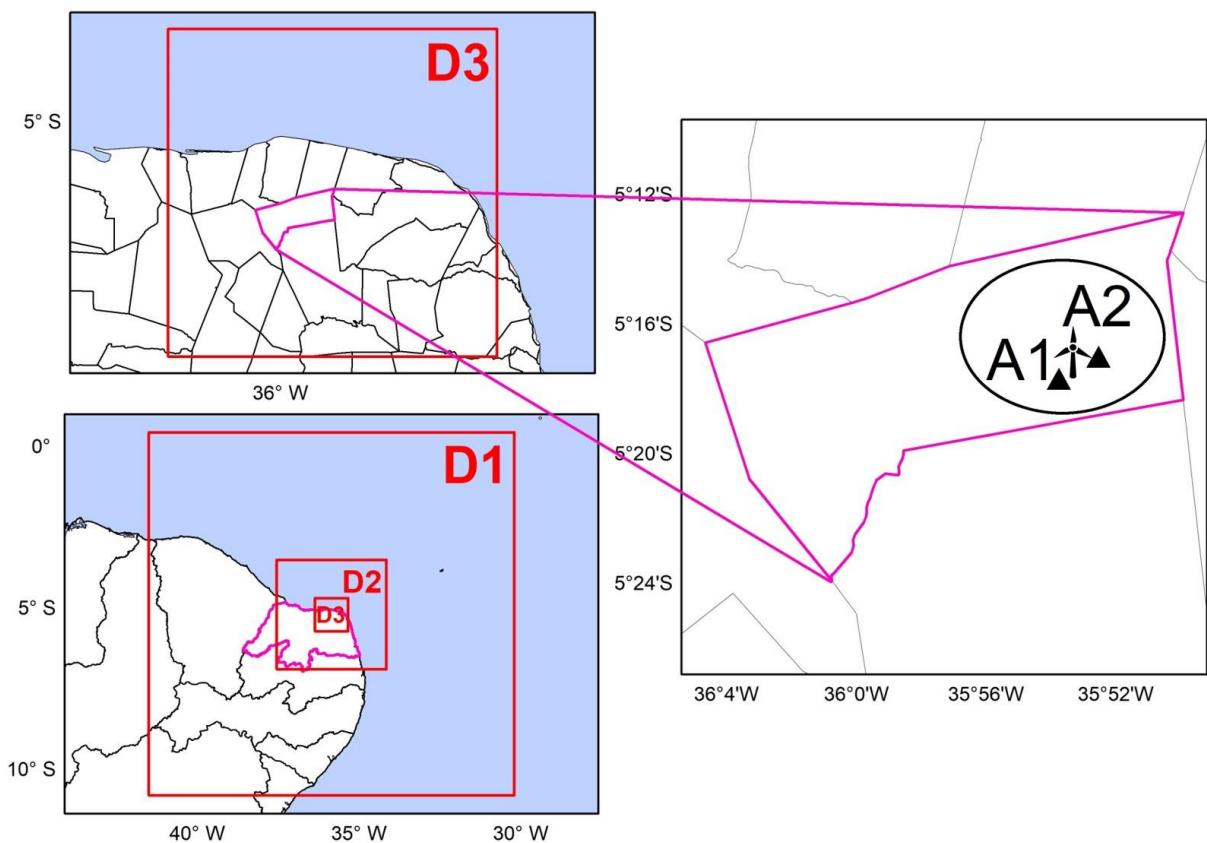


Figura 14 - Domínio WRF, D1: grade 9 km, D2: grade 3 km e D3: grade 1 km. Todos os domínios estão centrados na cidade de Parazinho-RN. A1 e A2 em D3 representa a localização das torres anemométricas utilizadas para estudo.

Fonte: produção autor.

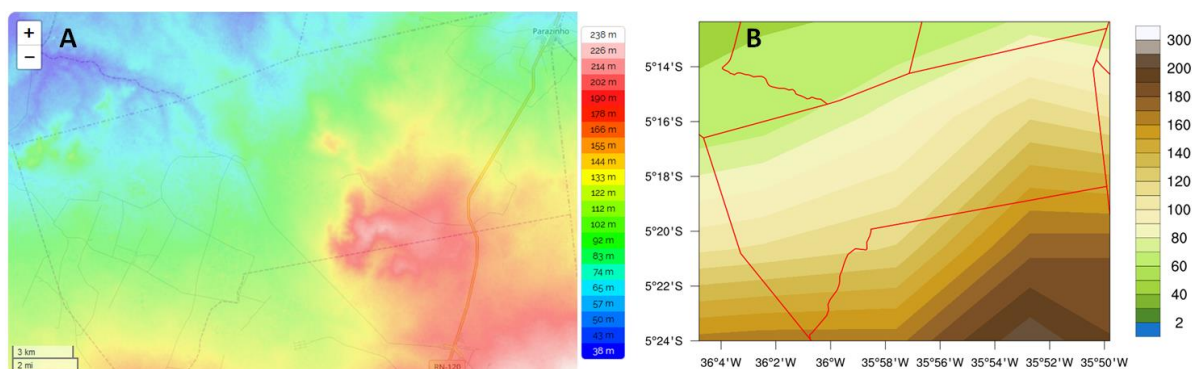


Figura 15 - Mapa de elevação do terreno retirado do Google maps (A) e enxergado pelo modelo WRF (B) da cidade de Parazinho-RN.

Para as previsões foram escolhidos dois períodos do ano com base no regime do vento verificado na análise observacional: o mês em que ocorrem as maiores velocidades médias do vento e que apresenta alta produtividade para energia eólica; e o mês com as menores velocidades médias e que tem baixa produtividade para energia eólica. De acordo com as análises, o mês que apresentou as maiores (menores) velocidades médias foram os meses de setembro (abril), que também coincidem com estação seca (chuvosa) de praticamente todo o NEB (MOURA et al., 2009), sendo, portanto, escolhidos para realizar as previsões.

Os testes de sensibilidade foram comparados com as observações dos dias 3 e 4 do mês de abril, assim como também para o mês de setembro, com o objetivo de avaliar o desempenho do modelo em situações distintas de regimes de vento. O tempo de integração para os EXPs foi de 72 horas (com saídas a cada 10 minutos para o domínio mais interno D3), sendo o modelo inicializado as 12 UTC do dia 2 de cada mês, onde foram descartadas as primeiras 15 horas da previsão para ajuste (*spin-up*) do modelo.

Na literatura é possível encontrar vários estudos voltados para avaliar a sensibilidade do modelo WRF ao uso de diferentes parametrizações físicas para simular o comportamento do vento próximo a superfície em diferentes regiões do mundo e escalas de tempo (WANG et al., 2011; CARVALHO et al., 2012; CUCHIARA et al., 2014, entre outros). Entretanto, o desempenho das parametrizações físicas é altamente dependente da localização geográfica da região de estudo e do período do ano que está sendo analisado, podendo fornecer resultados muito diferentes se a previsão for focada para diferentes períodos do ano (verão ou inverno, por exemplo)

ou para algum evento meteorológico específico, devido aos diferentes tipos de estabilidade atmosférica e condições sinóticas associadas.

Nesse sentido, foram realizados diferentes testes de sensibilidade no modelo WRF, variando esquemas de parametrizações físicas, que incluem parametrizações de microfísica, cumulus, camada limite planetária, radiação e modelo de superfície, que são típicos processos que ocorrem em uma escala menor do que a resolução da grade do modelo (processos de sub-grade), ou seja, processos físicos que não são resolvidos explicitamente (isto é, na escala da grade do modelo) e, que, portanto, precisam ser parametrizados.

Os testes de sensibilidade foram realizados a partir da configuração padrão (configuração *default*) (Tabela 5). Foi adotado uma resolução vertical de 67 níveis, dos quais 8 estão compreendidos nos primeiros 100 metros acima da superfície, em aproximadamente 4, 16, 29, 38, 46, 55, 75 e 95 metros de altura, respectivamente (Figura 16). Uma maior resolução vertical fornece uma melhor representação dos processos físicos na estrutura vertical da atmosfera, e que conforme visto em Lee e Lundquist (2017) e Prósper et al. (2019), tem apresentado um aprimoramento nas estimativas da previsão do vento próximo à superfície. Todos os esquemas de parametrizações foram alterados para a realização dos testes, com exceção da parametrização de camada superficial que foi mantida *default* (padrão) com o esquema revisado da teoria de similaridade de Monin Obukhov MM5 (JIMENEZ et al., 2012) em todos os experimentos (exceto para algumas parametrizações de camada limite que só funcionam em conjunto com um determinado esquema de camada superficial).

A seguinte sequência foi adotada neste estudo para avaliar as previsões da velocidade do vento sob influência das parametrizações físicas do modelo WRF na região dos parques eólicos no NEB:

- i) foi realizada a previsão controle (ctl) no qual o modelo é executado com a configuração padrão (*default*) (Tabela 5) para cada um dos domínios;
- ii) As previsões com cada uma das diferentes opções físicas de parametrização de microfísica, camada limite, cumulus, radiação e processos de superfície configurado conforme as Tabelas 6 a 10, realizadas

separadamente mantendo as demais parametrizações *default*. Apenas uma parametrização é alterada em cada experimento do teste de sensibilidade.

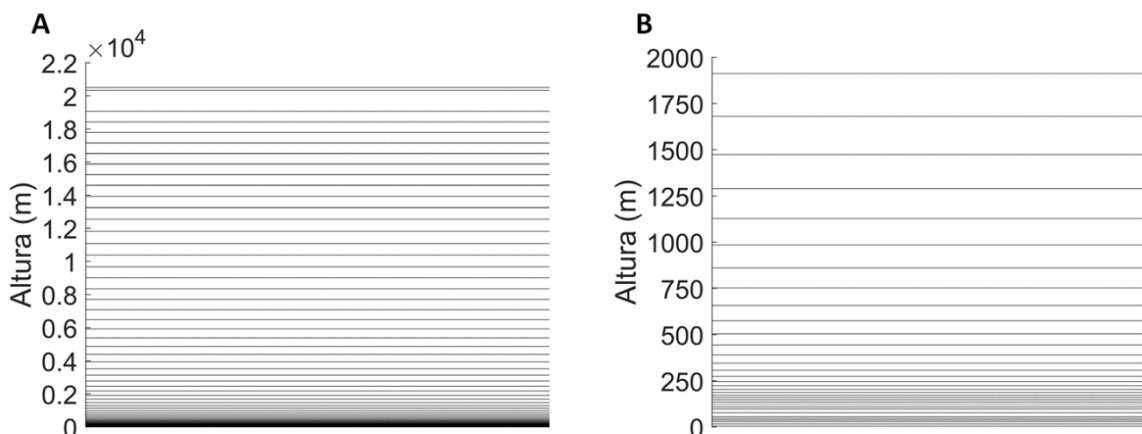


Figura 16 - Níveis verticais (m) utilizados na configuração do modelo WRF. Os 67 níveis verticais são representados em (A) e um zoom com os 34 níveis concentrados nos primeiros 2 km são representados em (B).

Tabela 5 - Parametrização default adotada pelo modelo WRF.

Parâmetro ou processo físico	Valor ou parametrização
<b>Microfísica (convecção explícita)</b>	WSM3 (HONG; DUDHIA; CHEN, 2004)
<b>Radiação onda longa</b>	RRTM (MLAWER et al., 1997)
<b>Radiação onda curta</b>	Dudhia (DUDHIA, 1989)
<b>Camada superficial</b>	MM5 similaridade (JIMÉNEZ et al., 2012)
<b>Processos de superfície</b>	Noah-LSM (TEWARI et al., 2004)
<b>Camada limite planetária</b>	Yonsei University (HONG; NOH; DUDHIA, 2006)
<b>Convecção rasa e profunda</b>	Kain-Fritsch (KAIN, 2004)

Fonte: adaptado de Carvalho et al. (2013).

Na Tabela 6 estão especificadas as diferentes parametrizações físicas utilizadas para realizar os testes de sensibilidade. Tais esquemas de parametrizações foram escolhidos levando-se em consideração a revisão de literatura realizada (Seção 2.7), onde se verificou quais parametrizações foram adotadas para o WRF em estudos

avaliando o desempenho do modelo para o prognóstico da velocidade do vento, principalmente aos estudos voltados para a região do NEB.

Tabela 6 - Parametrizações físicas utilizadas para realizar os testes de sensibilidade.

<b>Parametrizações Físicas</b>	<b>Tipos de Parametrizações</b>		
<b>Microfísica</b>	WSM3	Kessler	Lin
	WSM5	Ferrier	WSM6
	Thompson	Morrison	WDM6
<b>Radiação Onda Longa</b>	RRTM	RRTMG	New Goddard
<b>Radiação Onda Curta</b>	Dudhia	RRTMG	New Goddard
<b>Convecção (<i>cumulus</i>)</b>	Kain-Fritsch	Betts-Miller	Grell-3D
	Grell-Devenyi	Desligada	
<b>Camada Limite Planetária</b>	YSU	MYJ	QNSE
	MYNN 2.5	MYN 3rd	ACM2
	BouLac	UW	Shin-Hong
	GBM	MRF	
<b>Superfície</b>	Noah-LSM	Thermal diffusion	RUC-LSM
	Pleim-Xu		

Fonte: produção autor.

A parametrização cumulus foi desligada nos domínios 2 e 3, ficando ativada apenas no domínio 1, uma vez que para grades inferiores a 5 km a microfísica do modelo é capaz de resolver de forma explícita a precipitação total (convectiva + estratiforme) (PENNELLY; REUTER; FLESCH, 2014; SIKDER; HOSSAIN, 2016; JEE; KIM, 2017). Além do experimento com a opção cumulus desligada (CumD) (Tabela 7).



Tabela 7 - Configuração do modelo WRF para os experimentos numéricos de avaliação do desempenho das parametrizações de convecção (cumulus).

<b>Nome Experimento</b>	<b>Convecção (Cumulus)</b>	Microfísica	Radiação Onda Longa	Radiação Onda Curta	Camada Limite Planetária	Superfície
<b>Ctl</b>	<b>Kain-Fritsch</b>	WSM3	RRTM	Dudhia	YSU	Noah-LSM
<b>cum2</b>	<b>Betts-Miler</b>	WSM3	RRTM	Dudhia	YSU	Noah-LSM
<b>cum5</b>	<b>Grell-3D</b>	WSM3	RRTM	Dudhia	YSU	Noah-LSM
<b>cum93</b>	<b>Grell-Devenyi</b>	WSM3	RRTM	Dudhia	YSU	Noah-LSM
<b>CumD</b>	<b>Desligada</b>	WSM3	RRTM	Dudhia	YSU	Noah-LSM

Fonte: produção autor.

Para os testes com as parametrizações de microfísica, um total de 9 experimentos foram realizados (Tabela 8).

Tabela 8 - Configuração do modelo WRF para os experimentos numéricos de avaliação do desempenho das parametrizações de microfísica.

<b>Nome Experimento</b>	<b>Microfísica</b>	Convecção (Cumulus)	Radiação Onda Longa	Radiação Onda Curta	Camada Limite Planetária	Superfície
<b>Ctl</b>	<b>WSM3</b>	Kain-Fritsch	RRTM	Dudhia	YSU	Noah-LSM
<b>micro1</b>	<b>Kessler</b>	Kain-Fritsch	RRTM	Dudhia	YSU	Noah-LSM
<b>micro2</b>	<b>Lin</b>	Kain-Fritsch	RRTM	Dudhia	YSU	Noah-LSM
<b>micro4</b>	<b>WSM5</b>	Kain-Fritsch	RRTM	Dudhia	YSU	Noah-LSM
<b>micro5</b>	<b>Ferrier</b>	Kain-Fritsch	RRTM	Dudhia	YSU	Noah-LSM
<b>micro6</b>	<b>WSM6</b>	Kain-Fritsch	RRTM	Dudhia	YSU	Noah-LSM
<b>micro8</b>	<b>Thompson</b>	Kain-Fritsch	RRTM	Dudhia	YSU	Noah-LSM
<b>micro10</b>	<b>Morrison</b>	Kain-Fritsch	RRTM	Dudhia	YSU	Noah-LSM
<b>micro16</b>	<b>WDM 6</b>	Kain-Fritsch	RRTM	Dudhia	YSU	Noah-LSM

Fonte: produção autor.

Para previsões de curto prazo, principalmente em regiões de topografia complexa, os esquemas de camada limite atmosférica e a resolução da grade são fatores que influenciam diretamente no desempenho do modelo e conseqüentemente nas estimativas do vento (SIUTA; WEST; STULL, 2017). Nesse sentido, um total de

11 experimentos variando esquemas de camada limite foram realizados para cada mês selecionado durante a análise observacional (Tabela 9).

Tabela 9 - Configuração do modelo WRF para os experimentos numéricos de avaliação do desempenho das parametrizações de camada limite planetária.

<b>Nome Experimento</b>	<b>Camada Limite Planetária</b>	<b>Microfísica</b>	<b>Convecção (<i>Cumulus</i>)</b>	<b>Radiação Onda Longa</b>	<b>Radiação Onda Curta</b>	<b>Superfície</b>
<b>ctl</b>	<b>YSU</b>	WSM3	Kain-Fritsch	RRTM	Dudhia	Noah-LSM
<b>pbl2</b>	<b>MYJ</b>	WSM3	Kain-Fritsch	RRTM	Dudhia	Noah-LSM
<b>pbl4</b>	<b>QNSE</b>	WSM3	Kain-Fritsch	RRTM	Dudhia	Noah-LSM
<b>pbl5</b>	<b>MYNN 2.5</b>	WSM3	Kain-Fritsch	RRTM	Dudhia	Noah-LSM
<b>pbl6</b>	<b>MYN 3rd</b>	WSM3	Kain-Fritsch	RRTM	Dudhia	Noah-LSM
<b>pbl7</b>	<b>ACM2</b>	WSM3	Kain-Fritsch	RRTM	Dudhia	Noah-LSM
<b>pbl8</b>	<b>BouLac</b>	WSM3	Kain-Fritsch	RRTM	Dudhia	Noah-LSM
<b>pbl9</b>	<b>UW</b>	WSM3	Kain-Fritsch	RRTM	Dudhia	Noah-LSM
<b>pbl11</b>	<b>Shin-Hong</b>	WSM3	Kain-Fritsch	RRTM	Dudhia	Noah-LSM
<b>pbl12</b>	<b>GBM</b>	WSM3	Kain-Fritsch	RRTM	Dudhia	Noah-LSM
<b>pbl99</b>	<b>MRF</b>	WSM3	Kain-Fritsch	RRTM	Dudhia	Noah-LSM

Fonte: produção autor.

Para radiação de onda longa e curta foi realizado um total de 3 experimentos (Tabela 10).

Tabela 10 - Configuração do modelo WRF para os experimentos numéricos de avaliação do desempenho das parametrizações de radiação de ondas longas e ondas curtas.

<b>Nome Experimento</b>	<b>Radiação Onda Longa</b>	<b>Radiação Onda Curta</b>	<b>Convecção (<i>Cumulus</i>)</b>	<b>Microfísica</b>	<b>Camada Limite Planetária</b>	<b>Superfície</b>
<b>ctl</b>	<b>RRTM</b>	<b>Dudhia</b>	Kain-Fritsch	WSM3	YSU	Noah-LSM
<b>rad4</b>	<b>RRTMG</b>	<b>RRTMG</b>	Kain-Fritsch	WSM3	YSU	Noah-LSM
<b>rad5</b>	<b>New Goddard</b>	<b>New Goddard</b>	Kain-Fritsch	WSM3	YSU	Noah-LSM

Fonte: produção autor.

Modelos de superfície terrestre desempenham um papel importante na troca de calor, umidade e momento entre a superfície e a atmosfera. É importante ter uma representação realística destes processos nos modelos de previsão numérica do tempo, uma vez que estes esquemas disponibilizam os fluxos de calor sensível e latente para o esquema de CLP e também interage diretamente com os demais esquemas. Para isso, foi realizado um total de 4 experimentos com esquemas que representam os processos de superfície (Tabela 11). Maiores detalhes sobre especificações técnicas do modelo e parametrizações físicas utilizadas podem ser vistas em Skamarock et al. 2008.

Tabela 11 - Configuração do modelo WRF para os experimentos numéricos de avaliação do desempenho das parametrizações dos processos de superfície.

<b>Nome Experimento</b>	<b>Superfície</b>	<b>Radiação Onda Longa</b>	<b>Radiação Onda Curta</b>	<b>Convecção (<i>Cumulus</i>)</b>	<b>Microfísica</b>	<b>Camada Limite Planetária</b>
<b>Ctl</b>	<b>Noah-LSM</b>	RRTM	Dudhia	Kain-Fritsch	WSM3	YSU
<b>sfc1</b>	<b>Thermal diffusion</b>	RRTM	Dudhia	Kain-Fritsch	WSM3	YSU
<b>sfc3</b>	<b>RUC-LSM</b>	RRTM	Dudhia	Kain-Fritsch	WSM3	YSU
<b>sfc7</b>	<b>Pleim-Xiu</b>	RRTM	Dudhia	Kain-Fritsch	WSM3	YSU

Fonte: produção autor.

### 3.3.8 Pós-processamento dos dados de vento das saídas do modelo WRF

Uma posição específica no espaço (especificada como latitude (i), longitude (j) e nível vertical (k)) corresponde a um ponto (célula) na grade do modelo (MANDEL; BEEZLEY; KOCHANSKI, 2011). Nesse sentido, a velocidade e a direção do vento para uma posição específica no WRF foram calculadas a partir das componentes U (componente x) e V (componente y) (Figura 17) geradas nas saídas do modelo. Portanto, o vento calculado em unidade de metros por segundo para a altura em análise a cada hora é obtido de acordo com a Equação 15:

$$Vento = \left[ \left( \frac{U_{i,j,k} + U_{i+1,j,k}}{2} \right)^2 + \left( \frac{V_{i,j,k} + V_{i,j+1,k}}{2} \right)^2 \right]^{1/2} \quad (15)$$

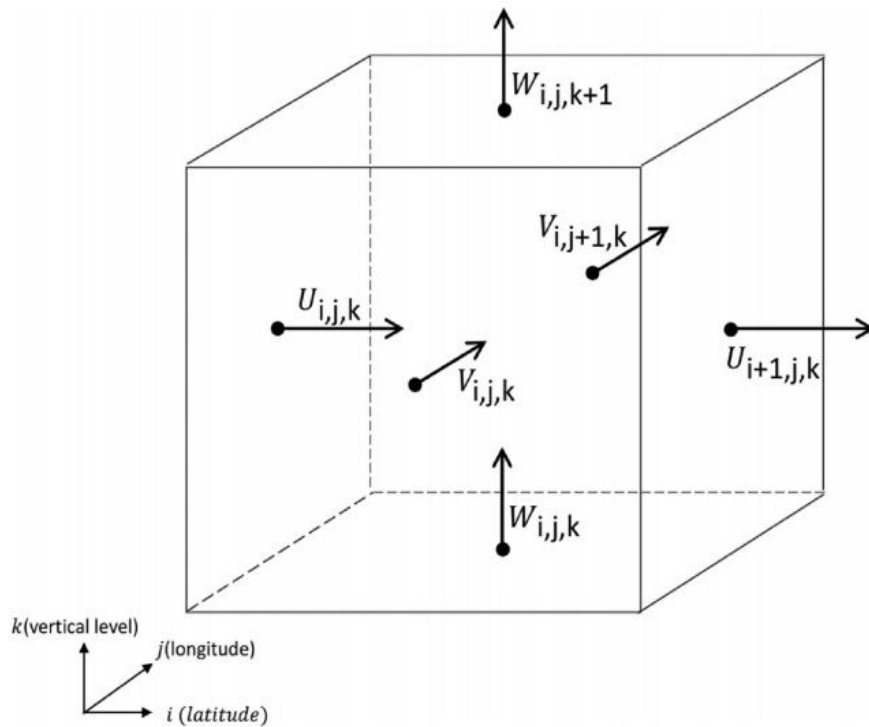


Figura 17 - Célula da grade no modelo WRF.

Fonte: Mandel, Beezley e Kochanski (2011).

Sendo assim, foi utilizado o software NCL para extrair os dados anemométricos em A1 e A2 na altura de 95 m, utilizando o método de interpolação linear simples a partir dos dois pontos (ligeiramente abaixo e acima) da altura em análise. Embora o método de interpolação linear possa não ser a melhor abordagem para obter a velocidade do vento na altura desejada, de acordo com a validação previamente realizada, acredita-se que isso não afete significativamente o desempenho dos EXPs realizados com o modelo. Para realizar a interpolação, os níveis verticais do modelo foram convertidos em níveis de altura (*Height*) acima do solo (em metros) como mostra a Equação 16 (WANG et al. 2016):

$$Height = \left( \frac{(PH+PHB)_{i,j,k} + (PH+PHB)_{i,j,k+1}}{2g} \right) - HGT \quad (16)$$

A determinação da referência vertical em metro para os dados no WRF é obtida a partir da quantidade definida como geopotencial ( $m^2 \cdot s^{-2}$ ). No caso da equação acima, o geopotencial resulta da soma das variáveis geopotencial de referência *PHB* (*base-state geopotencial*) e da perturbação a esse geopotencial *PH* (*perturbation*

*geopotencial*). Dividindo pela aceleração da gravidade  $g$  ( $9.8067 \text{ m.s}^{-2}$ ) e subtraindo o efeito topográfico ( $HGT$ ) (m), obtém-se a altitude geopotencial em cada camada do modelo (WANG et al. 2016).

Após extraídos os dados de cada experimento (EXP), foi realizada a comparação e validação com os dados observados em A1 e A2, onde a comparação é feita apenas com os dados (médias horárias das saídas de 10 em 10 minutos) do domínio de maior resolução (D3 - 1km).

Como os dados anemométricos estão em hora local e as saídas do modelo estão em hora UTC, para que os períodos de comparação entre previsão e observação fossem correspondentes, procedeu-se da seguinte maneira (Figura 18):

- O período para extração dos dados de vento foram:
  - das 15 às 39 horas de previsão (previsão de 24 horas) para comparar com a observação do dia 3 (0 HL) ao dia 4 (0 HL).
  - das 39 às 63 horas de previsão (previsão de 48 horas) para comparar com a observação do dia 4 (0 HL) ao dia 5 (0 HL).
  - as últimas 9 horas de previsão (período de 64 a 72 horas) não foram utilizadas.

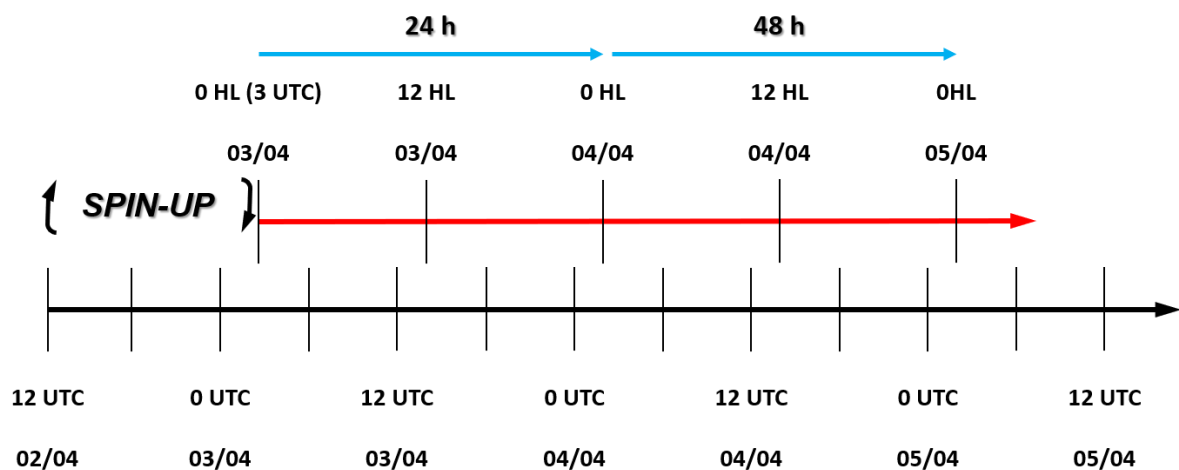


Figura 18 - Ilustração do procedimento realizado para a comparação dos dados de saída do modelo numérico, nas previsões de 24 e 48 horas. A seta preta representa o tempo de integração do modelo, com as primeiras 15 horas descartadas (*spin-up*) e a seta vermelha representa o período utilizado para comparação com os dados observados (dias 3 e 4 de cada mês).

Fonte: produção autor.

A estabilidade estática na CLP também foi avaliada comparando-se a temperatura potencial entre os níveis de 30 e 100 m de altura (região em que o rotor da turbina eólica está inserida). A previsão do vento foi avaliada para diferentes condições de estabilidade estática assim como foi feito em Fernández-González et al. (2018). Durante o período de estudo a estabilidade estática foi classificada como instável se  $d\theta/dz < 0$ , neutra se  $d\theta/dz = 0$  e estável se  $d\theta/dz > 0$ .

### 3.3.9 Índices Estatísticos

Para avaliar a performance do modelo na previsão da velocidade do vento em cada EXP foram utilizados os seguintes índices estatísticos: Erro Médio (ME em inglês, também conhecido como BIAS ou VIÉS) (Equação 17), Raiz do Erro Quadrático Médio (RMSE em inglês) (Equação 18), Erro médio absoluto (MAE) (19), Média do erro absoluto percentual (MAPE, do inglês Mean Absolute Percentage Error) (Equação 20) e o Coeficiente de Correlação de Pearson (r) (Equação D).

$$ME = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (V_i^{pre} - V_i^{obs}) \quad (17)$$

onde  $V_i^{pre}$  é o vento previsto pelo modelo no  $i$ -ésimo instante de tempo, e  $V_i^{obs}$  é o vento observado, correspondente ao mesmo instante de tempo do vento previsto e  $N$  é o número de instantes de tempo da série.

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (V_i^{pre} - V_i^{obs})^2} \quad (18)$$

assim, como no ME,  $V_i^{pre}$  é o vento previsto pelo modelo no  $i$ -ésimo instante de tempo, e  $V_i^{obs}$  é o vento observado, correspondente ao mesmo instante de tempo do vento previsto e  $N$  é o número de instantes de tempo da série.

$$MAE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |V_i^{pre} - V_i^{obs}| \quad (19)$$

Média do Erro Absoluto Percentual (MAPE): É uma das medidas mais populares para avaliar a acurácia de uma previsão. A vantagem de utilizar esta expressão está na sua representação em termos percentuais (%). O MAPE é dado por:

$$MAPE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left| \frac{V_i^{pre} - V_i^{obs}}{V_i^{obs}} \right| \times 100 \quad (20)$$

Coefficiente de correlação de Pearson ( $r$ ): Também conhecido apenas como coeficiente de correlação, mensura a associação linear entre as variáveis,  $x$  e  $y$ . Pode ser definido como a razão entre a amostra de covariância de duas variáveis pelo produto de seus desvios padrões (WILKS, 2006). O Coeficiente de correlação de Person é dado matematicamente pela seguinte expressão:

$$r = \frac{\sum_{i=1}^N (V_i^{pre} - \overline{V_i^{pre}})(V_i^{obs} - \overline{V_i^{obs}})}{\sqrt{\left[ \sum_{i=1}^N (V_i^{pre} - \overline{V_i^{pre}})^2 \right] \left[ \sum_{i=1}^N (V_i^{obs} - \overline{V_i^{obs}})^2 \right]}} \quad (21)$$

onde  $r$  é o índice de correlação de Pearson,  $V_i^{pre}$  dado simulado,  $\overline{V_i^{pre}}$  é a média da série de dados simulados,  $V_i^{obs}$  dado observado,  $\overline{V_i^{obs}}$  é a média da série de dados observados. O índice de correlação  $r$  assume valores entre -1 e 1, indicando perfeita anti-correlação e perfeita correlação entre as séries, respectivamente. Um valor zero representa a ausência de correlação.

Para avaliar o grau de correlação entre o vento previsto pelo modelo em cada EXP e o observado, foi utilizada a interpretação do índice de correlação de Pearson segundo Devore (2014), sendo que essa correlação pode variar de muito fraca a muito forte de acordo com os intervalos de  $r$  contidos na Tabela 12.

Tabela 12 - Interpretação dos índices de correlação de Pearson.

Intervalos	Definição
0,00 a 0,19	Correlação bem fraca
0,20 a 0,39	Correlação fraca
0,40 a 0,69	Correlação moderada
0,70 a 0,89	Correlação forte
0,90 a 1,00	Correlação bem forte

Fonte: Devore (2014).

Com relação a geração de energia eólica, os erros são calculados como uma porcentagem da capacidade da turbina, a partir do Erro Médio Absoluto Normalizado (NMAE) (Equação 22) e a Raiz Quadrática do Erro Médio Quadrático Normalizado (NRMSE) (Equação 23).

$$NMAE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |V_i^{pre} - V_i^{obs}| \times \frac{100}{C_{turbina}} \quad (22)$$

$$NRMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (V_i^{pre} - V_i^{obs})^2} \times \frac{100}{C_{turbina}} \quad (23)$$

$V_i^{pre}$  é o vento previsto pelo modelo no i-ésimo instante de tempo, e  $V_i^{obs}$  é o vento observado, correspondente ao mesmo instante de tempo do vento previsto,  $C_{turbina}$  é a capacidade da turbina Vesta V-100 em kW (2000 kW) e N é o número de instantes de tempo da série.



## **4 RESULTADOS E DISCUSSÃO**

A primeira etapa desta dissertação consiste em identificar quais períodos do ano de 2017 foram mais favoráveis para produção de energia eólica, analisando e comparando o comportamento da velocidade do vento em escala mensal, sazonal e horária nos dois parques eólicos (A1 e A2) na cidade de Parazinho-RN. Para isso, a distribuição de Weibull, diagramas de caixa e percentis foram utilizados. Os períodos identificados como os melhores(piores) para geração de energia eólica servirão posteriormente para realizar as previsões que avaliaram o desempenho do modelo WRF em prever a velocidade do vento assim como também a geração eólica associada.

### **4.1 Análise mensal, sazonal e horária do vento**

A velocidade média anual do vento é ligeiramente maior em A1, assim como as médias anuais das velocidades máxima e mínima, em comparação com A2 (Tabela 13). Com relação as estações do ano, as menores velocidades médias em A1 e A2 são observadas no verão (A1) e outono (A2), com uma média máxima na primavera de  $8,8 \text{ m.s}^{-1}$  (A1) e  $8,7 \text{ m.s}^{-1}$  (A2), respectivamente (Tabela 13). Comportamento semelhante foi observado na região de Alagoas por Costa e Lyra (2012) com velocidades médias de  $7,1 \text{ m.s}^{-1}$ ,  $6,8 \text{ m.s}^{-1}$  e  $5,3 \text{ m.s}^{-1}$  nas regiões Agreste, Sertão e Litoral, respectivamente, porém com dados em menores alturas (30 m). Para Ferreira e Mello (2005) esse comportamento sazonal na intensidade do vento no NEB está associado com o posicionamento da ZCIT, que durante os meses de fevereiro e março tende a oscilar entre 2 e  $5^{\circ}\text{S}$ , fazendo com que o gradiente de pressão diminua e, conseqüentemente, a intensidade do vento. Por outro lado, o posicionamento da ZCIT

ao norte do equador entre os meses de agosto e setembro provoca um maior gradiente de pressão, devido ao fortalecimento da ASAS nessa época do ano, que intensifica o escoamento de grande escala (alísios) e contribui para a intensificação dos ventos no NEB. Um dos mecanismos que modulam a variabilidade sazonal da ZCIT e conseqüentemente o gradiente de pressão que impacta diretamente na intensidade dos ventos é o fenômeno oceânico-atmosférico conhecido como Dipolo do Atlântico (Gradiente Inter-Hemisférico ou Gradiente Meridional) (OKUMURA et al., 2001). No ano de 2017 a anomalia de temperatura da superfície do mar (ATSM) no Atlântico norte (ATN) permaneceu positiva e a ATSM no Atlântico sul (ATS) esteve negativa, o que caracterizou a configuração de um dipolo positivo (aquecimento no ATN e resfriamento no ATS) de acordo com o monitoramento realizado pela Fundação Cearense de Meteorologia e Recursos Hídricos (FUNCEME, 2019). Nessas circunstâncias, a ZCIT tende a migrar para o norte, e, possivelmente, influenciou o gradiente térmico e pressão à superfície de modo a intensificar os ventos em baixos níveis sobre o NEB durante esse ano. A velocidade mínima média do vento é maior em A1 para as quatro estações do ano. Dentre os picos máximos observados, os meses de julho em A1 e junho em A2 foram os que se destacaram, superando os 15 e 16  $\text{m.s}^{-1}$ , respectivamente. Para ambas as torres, as menores velocidades mínimas ocorreram no mês de abril, com valores de 1,6  $\text{m.s}^{-1}$  registrados em A1 e 0,9  $\text{m.s}^{-1}$  em A2. Os valores da velocidade do vento, em média, são menores em A2, enquanto que os dois extremos, máximo e mínimo, são maiores em A1. Os baixos valores de desvio padrão indicam que não há grande variabilidade em torno da média mensal e anual do período estudado, sendo os maiores valores observados em junho e julho, com desvios de 2,6  $\text{m.s}^{-1}$  nos dois meses em A1 e de 1,8  $\text{m.s}^{-1}$  (junho) e 2,2  $\text{m.s}^{-1}$  (julho) em A2, respectivamente.

Tabela 13 - Velocidade média, máxima (Vel máx) e mínima (Vel mín) do vento ( $m.s^{-1}$ ) em A1 e A2 separadas por mês e estação do ano, para o ano de 2017 em 95 m. Vel máx e Vel mín correspondem aos registros de máxima e mínima velocidade média registrada de cada mês. Os ventos mais intensos para cada mês estão destacados nas células sombreadas para cada torre.

<b>Mês 2017 /Vel (<math>m.s^{-1}</math>)</b>	<b>Média A1</b>	<b>Média A2</b>	<b>Desvio Padrão A1</b>	<b>Desvio Padrão A2</b>	<b>Vel máx A1</b>	<b>Vel máx A2</b>	<b>Vel mín A1</b>	<b>Vel mín A2</b>
<b>Janeiro</b>	7,4	7,4	1,5	1,6	11,4	11,7	4,2	4,2
<b>Fevereiro</b>	6,9	7	1,5	1,5	10,8	10,5	2,5	1,8
<b>Março</b>	6,3	5,8	1,7	1,3	11,1	9,3	2,2	1,8
<b>Abril</b>	6,3	6,2	2,1	1,5	11,5	10,2	1,6	0,9
<b>Mai</b>	6,4	6	1,8	1,6	11,6	12,3	2,4	1,6
<b>Junho</b>	6,8	7	2,6	2	15,2	16,4	2	1,8
<b>Julho</b>	7,9	8,6	2,6	2,3	15,8	15,2	2,3	2,4
<b>Agosto</b>	9,1	8,9	1,6	1,6	15	13,9	5,6	5,6
<b>Setembro</b>	9,9	9,8	1,8	1,8	15,4	15,5	5,2	4,9
<b>Outubro</b>	8,8	8,6	1,7	1,8	13,3	13,3	5,1	4,6
<b>Novembro</b>	7,6	7,7	1,5	1,6	12,1	11,5	3,9	3,9
<b>Dezembro</b>	7,1	7,2	1,4	1,5	11,4	10,9	2,7	2,4
<b>Média Anual</b>	7,6	7,5	1,8	1,7	12,9	12,6	3,3	3
<b>Verão</b>	7,1	7,2	1,5	1,6	11,2	11	3,1	2,8
<b>Outono</b>	6,3	6	1,9	1,5	11,4	10,6	2,1	1,5
<b>Inverno</b>	7,9	8,2	2,3	2	15,3	15,2	3,3	3,3
<b>Primavera</b>	8,8	8,7	1,7	1,7	13,6	13,5	4,7	4,5

Fonte: produção autor.

As figuras 19 e 20 apresentam o ciclo diurno para cada mês e considerando todo o ano de 2017 da velocidade do vento para as torres A1 e A2, respectivamente. O ciclo diurno em A1 (Figura 19) mostra um padrão complexo: há um máximo no meio da manhã às 10 HL, e outro no fim da tarde (17 HL), com um mínimo observado no início da manhã (7 HL). As maiores velocidades no ciclo diurno do vento ocorrem em setembro e outubro, com picos máximos de  $11,3 m.s^{-1}$  no meio da manhã (10 HL), seguido por um máximo secundário de  $10,5 m.s^{-1}$  no fim da tarde (17 HL), enquanto que as menores velocidades variam entre o mês de abril em A1 e março em A2 (Figura 20), com um mínimo de  $3,8 m.s^{-1}$  no começo da manhã (7 HL) em A1, observado no mês de abril. Esse padrão também é constatado em A2, onde é possível observar que as maiores velocidades ocorrem a partir de julho, e se estendem até meados de outubro, com dois máximos no mês de setembro: um de  $11,4 m.s^{-1}$  no meio da manhã (10 HL) e outro de  $10 m.s^{-1}$  no fim da tarde (17 HL). Por outro lado, a magnitude, mês

e horário do mínimo em A2 difere de A1, sendo observado no mês de março, porém com velocidades ligeiramente maiores que em A1, de  $4,9 \text{ m.s}^{-1}$  no período da madrugada (5 HL). Essas variações em curtos períodos de tempo no ciclo diurno, que apresentam as maiores (menores) velocidades no meio (início) da manhã podem estar associadas com a interação entre o escoamento de grande escala (alísios), circulações locais causadas por variações na temperatura (forçante térmica) e efeitos locais (processos turbulentos) da camada limite planetária (CLP), conforme exposto por Alcântara e Souza (2008). Em geral, as menores velocidades da média horária ( $< 6 \text{ m.s}^{-1}$ ) ocorrem com maior frequência próximo ao fim da madrugada (5 HL) e início da manhã (7 HL) entre os meses de março e abril, enquanto que as maiores ( $> 10 \text{ m.s}^{-1}$ ) ocorrem entre o meio da manhã (10 HL) e fim da tarde (17 HL), com os picos máximos em sua maioria ocorrendo no mês de setembro.

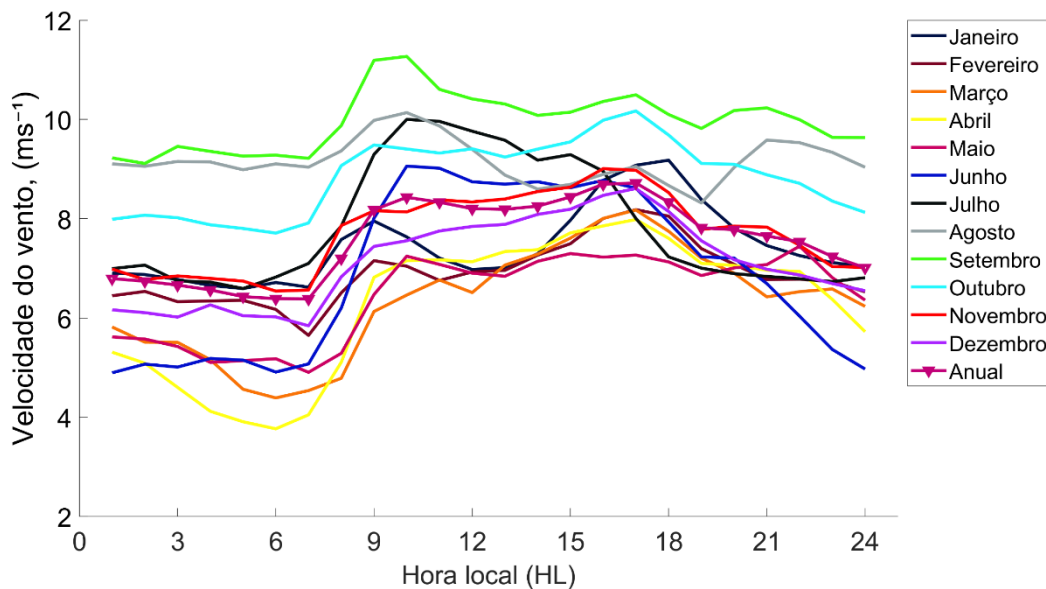


Figura 19 - Ciclo diurno (hora local) da velocidade média do vento ( $\text{m.s}^{-1}$ ) a 95 m de altura a cada mês para o ano de 2017 na torre anemométrica A1.

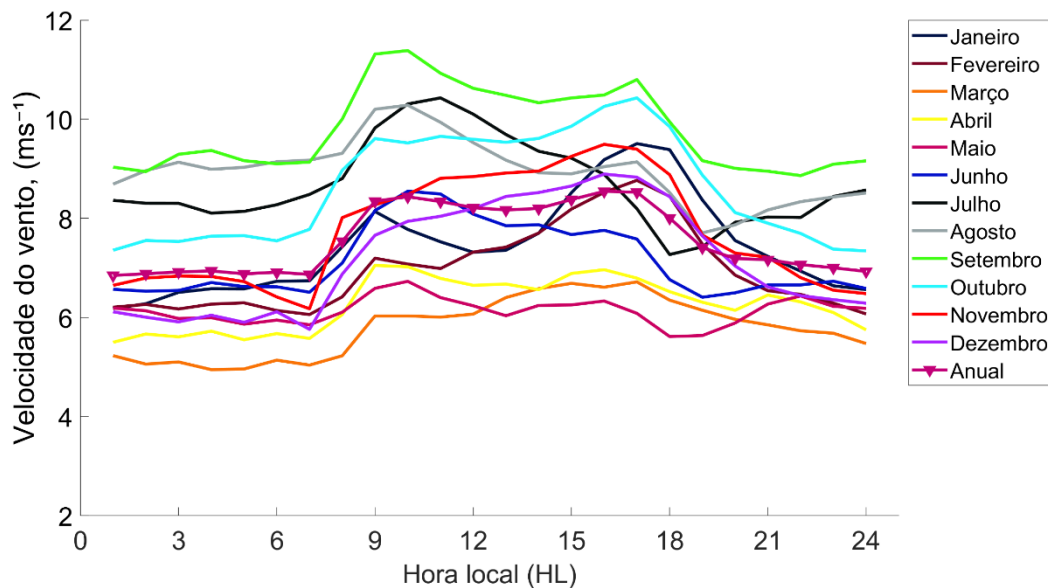


Figura 20 - Ciclo diurno (hora local) da velocidade média do vento ( $\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$ ) a 95 m de altura a cada mês para o ano de 2017 na torre anemométrica A2.

#### 4.2 Análise sazonal da distribuição de Weibull e parâmetros

As distribuições sazonais de Weibull foram calculadas e representadas graficamente com base nos parâmetros de forma ( $c$ ) e escala ( $a$ ) (Tabela 14 e Figuras 21, 22, 23 e 24). De acordo com a Tabela 14, os parâmetros de escala apresentam os menores valores em março (em A1 e A2), seguido pelo segundo menor valor em abril (A1) e maio (A2), atingindo o pico máximo na primavera (setembro), diminuindo à medida que se aproxima o verão, com pico mínimo no outono (março). O parâmetro de escala médio anual é ligeiramente maior em A1, indicando uma maior frequência de ocorrência de ventos intensos nesse local. A análise desse parâmetro indica que as maiores velocidades ocorrem no final do inverno (agosto) e início da primavera (setembro) em A1, sendo que as menores velocidades se dão no início do outono (março) se estendendo até o final da estação (maio). O menor valor do parâmetro de forma em A1 ocorre em junho (2,9), e o maior em agosto (6,5), com pico mínimo e máximo em A2 igualmente observado nesses meses, de 3,9 e 6,6, respectivamente. Observa-se ainda que, enquanto o parâmetro de escala varia entre 7,0 e 10,7 em A1 e entre 6,3 e 10,5 em A2, o parâmetro de forma varia entre 2,9 e 6,5 e entre 3,9 e 6,6, respectivamente. É possível notar que, em A1 os parâmetros  $a$  e  $c$  possuem uma variação homogênea, enquanto que em A2 o parâmetro  $c$  tem uma variação espacial

(diferença entre o valor maior e o valor menor do parâmetro) muito menor que o parâmetro  $a$ .

A função densidade de probabilidade (FDP) da distribuição de Weibull é representada graficamente para as quatro estações do ano (Figura 21). As distribuições apresentam curvas (formas) semelhantes para a estação do verão em ambas as torres, mas variam ligeiramente em dezembro (Figura 21). A distribuição em A2 no mês de dezembro apresenta um pico mais baixo e ligeiramente deslocado para a direita em relação com A1. Essas diferenças também foram observadas nos parâmetros de forma ( $c$ ) e de escala ( $a$ ) (Tabela 14). Com exceção do mês de janeiro, os parâmetros de forma e escala apresentam uma tendência negativa a partir do início dessa estação nas duas torres. Essas tendências indicam que a intensidade do vento diminui ao longo da estação (verão), e que as menores velocidades são mais comuns à medida em que se aproxima o fim da mesma. Embora as distribuições não apresentem grande variabilidade entre elas, nota-se que os picos mais altos da distribuição em A1 situam-se ligeiramente à esquerda, indicando que nesse local há uma maior probabilidade de ocorrência de velocidades menores nessa estação do ano.

Durante o outono, ambas as torres apresentaram distribuições mensais similares (Figura 22). A distribuição de março em A1 e A2 atingiu um pico maior do que as demais (abril e maio), sendo o segundo maior pico em abril, seguido por maio em A2, enquanto que em A1 o segundo e terceiro maior pico ocorrem em maio e abril, respectivamente. De acordo com esse resultado, a velocidade média do vento sempre se mantém acima de  $6 \text{ m.s}^{-1}$  ao longo dos três meses dessa estação. A distribuição de março em A2 é a que apresenta maior frequência de velocidades inferiores a  $6 \text{ m.s}^{-1}$ .

Para o inverno (Figura 23), percebe-se que os picos das distribuições estão deslocados para a direita de junho para agosto, com amplitudes ligeiramente maiores em A2 em comparação com A1. Essas diferenças e similaridades entre as distribuições também podem ser constatadas ao se analisar os parâmetros de forma e escala (Tabela 14). A velocidade média do vento durante essa estação do ano é superior a  $7 \text{ m.s}^{-1}$ , com exceção do mês de junho em A1 que apresenta velocidades médias inferiores a esse valor. Nota-se que há um aumento da velocidade média do vento a partir do início dessa estação nas duas torres, com picos máximos de velocidade ( $> 9 \text{ m.s}^{-1}$ ) no mês de agosto (final de inverno), período no qual os ventos

alísios se intensificam, o que possivelmente explicaria esse aumento da velocidade média observada nas distribuições.

O padrão de velocidades médias altas observados no final do inverno (agosto) se mantém entre os meses de setembro e outubro (primavera), e tende a diminuir à medida que se aproxima o fim da estação (novembro) (Figura 24). Tanto em A1 como em A2 a velocidade média do vento alcançou seu valor máximo e maior frequência em setembro, com velocidades médias acima de  $10 \text{ m.s}^{-1}$ . Considerando as quatro estações do ano, tem-se que, no outono há uma maior frequência de ventos inferiores a  $7 \text{ m.s}^{-1}$ , ao passo que o oposto é observado na primavera, que apresenta as maiores intensidades de vento ( $> 8 \text{ m.s}^{-1}$ ). Essa dinâmica pode ser explicada por se tratarem de estações de transição, que correspondem também ao período em que a diferença de temperatura entre continente e oceano na região é maior, principalmente entre o inverno e a primavera, o que possivelmente justificaria as maiores velocidades observadas nessa estação (setembro).

É importante salientar que as análises realizadas tem como base apenas o período de 1 ano de dados, que no caso deste estudo foi tomada sobre o ano de 2017 devido a ser o único período de dados cedidos pelos parques eólicos. O ano de 2017 no NEB foi um ano marcado com predominância de neutralidade com relação a temperatura da superfície do mar (TSM) do oceano Pacífico equatorial, com exceção para o trimestre setembro-outubro-novembro que apresentou condições anômalas de TSM favoráveis para a atuação do fenômeno La Niña de fraca intensidade de acordo com a *National Oceanic and Atmospheric Administration* (NOAA, 2019). A ocorrência desse fenômeno oceânico-atmosférico, embora que de fraca intensidade, está intimamente associada com a intensificação dos ventos alísios, o que possivelmente explicaria as maiores velocidades do vento observadas no mês de setembro.

Tabela 14 - Média mensal e anual dos parâmetros de forma ( $c$ ) e de escala ( $a$ , em  $m.s^{-1}$ ) da distribuição de Weibull para A1 e A2 a 95 m de altura.

Mês	$a$ , A1	$a$ , A2	$c$ , A1	$c$ , A2
Janeiro	8,0	8,1	5,7	5,3
Fevereiro	7,5	7,6	5,3	5,3
Março	7,0	6,3	4,1	5,1
Abril	7,0	6,8	3,2	4,8
Mai	7,1	6,7	3,9	4,2
Junho	7,7	7,8	2,9	3,9
Julho	8,8	9,5	3,4	4,3
Agosto	9,8	9,6	6,5	6,6
Setembro	10,7	10,5	6,4	6,5
Outubro	9,5	9,3	6,1	5,6
Novembro	8,3	8,4	5,7	5,7
Dezembro	7,7	7,8	5,7	5,4
Média Anual	8,3	8,2	4,9	5,2

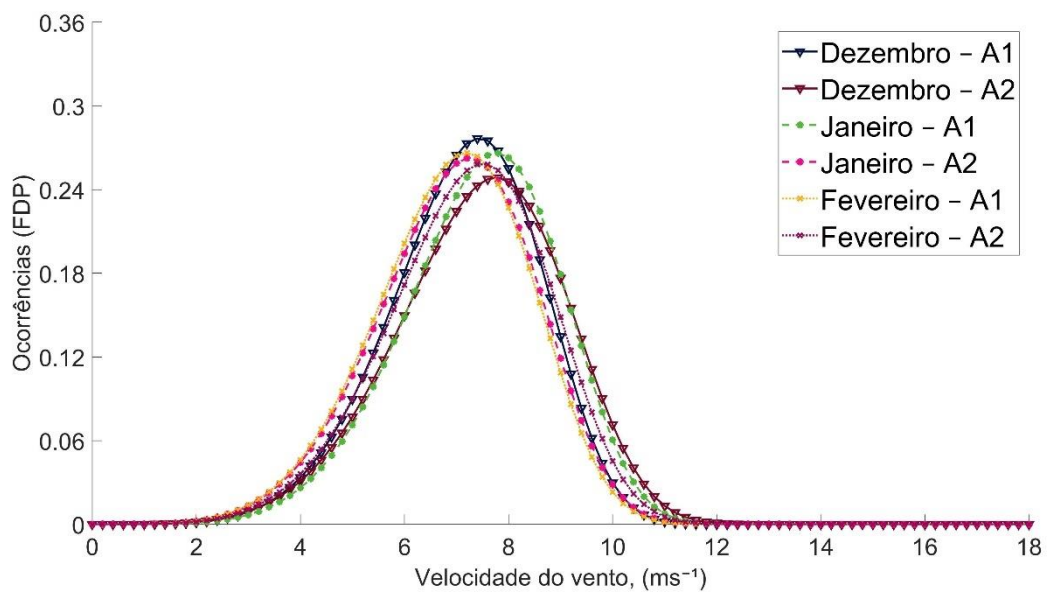


Figura 21 - Distribuição de Weibull da velocidade do vento ( $m.s^{-1}$ ) em A1 e A2 para o trimestre DJF (verão).



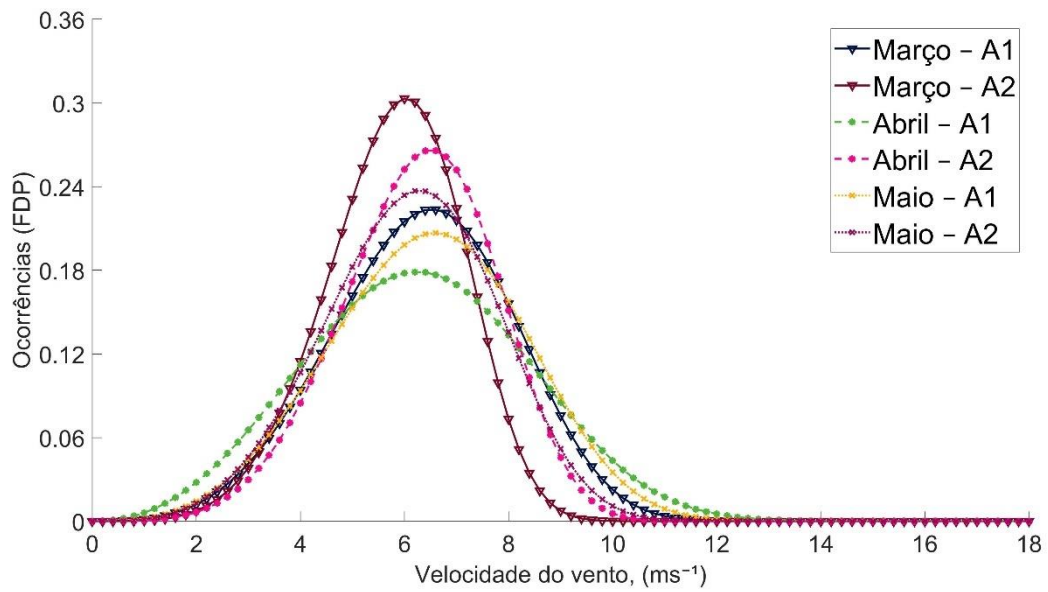


Figura 22 - Distribuição de Weibull da velocidade do vento ( $m.s^{-1}$ ) em A1 e A2 para o trimestre (MAM) outono.

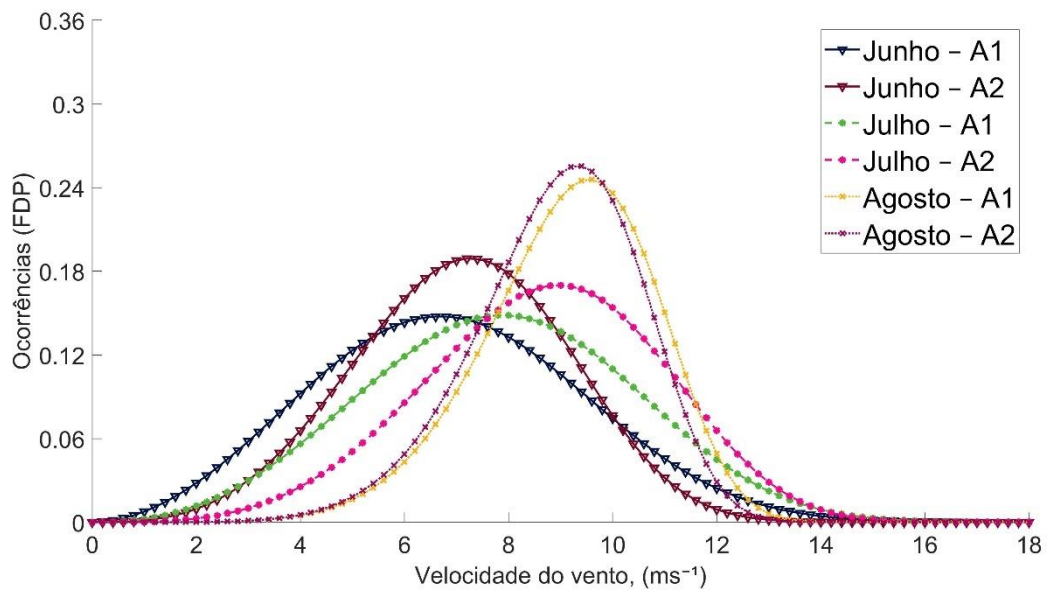


Figura 23 - Distribuição de Weibull da velocidade do vento ( $m.s^{-1}$ ) em A1 e A2 para o trimestre (JJA) inverno.

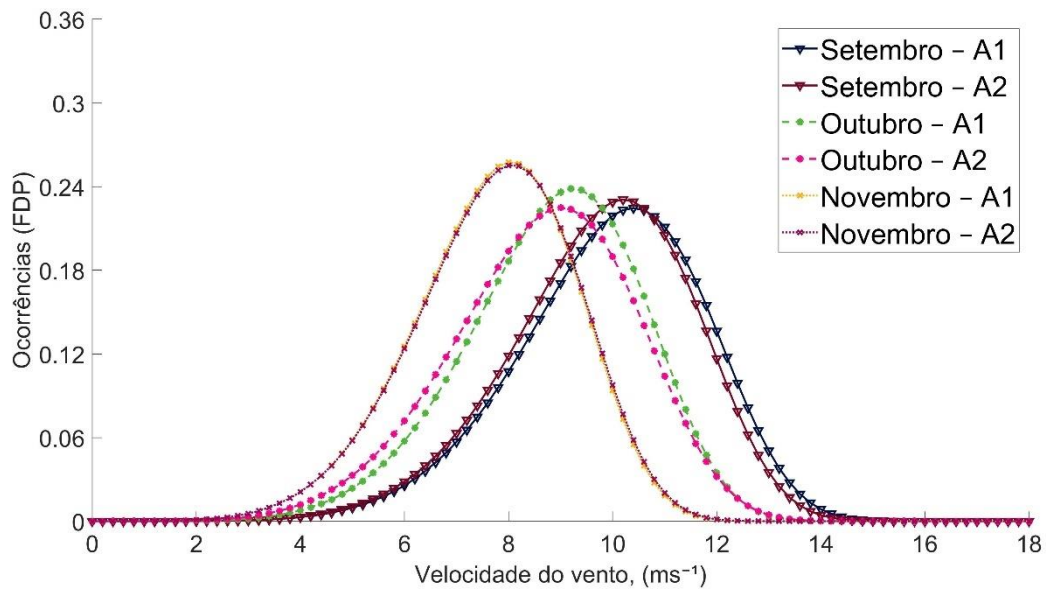


Figura 24 - Distribuição de Weibull da velocidade do vento ( $\text{m.s}^{-1}$ ) em A1 e A2 para o trimestre (SON) primavera.

### 4.3 Comportamento anual da direção do vento

A Figura 25 apresenta a direção e a velocidade do vento (rosa dos ventos) para toda a série de dados em A1 (Figura 25A) e A2 (Figura 25B). Analisando-se essa figura, percebe-se que durante o ano de 2017, o vento de sudeste (SE) predominou na maior parte do ano, tanto em A1 como em A2, com frequências de 34,02% (A1) e 34,90% (A2). A segunda maior frequência corresponde a ventos de sul-sudeste (SSE) em A1 (29,79%), e ventos de leste-sudeste (ESE) em A2 (29,44%), seguido pela terceira maior frequência em A1 com ventos de ESE (21,97%), e de SSE (19,36%) em A2. Entretanto, nota-se também ocorrência de outras direções com frequências menores, com destaque para a direção leste (E), com frequência variando de 6,31% (A1) a 10,95% (A2), respectivamente. Considerando as três direções predominantes ESE, SE e SSE, o percentual fica próximo de 85,77% (A1) e 83,70% (A2). Observa-se que a variabilidade anual da direção do vento é baixa nas duas torres, tendo predominâncias de vento de SE a maior parte do ano, o que seria ideal para aproveitamento eólico. A pouca variabilidade da direção do vento também é importante para reduzir o desgaste dos rotores das turbinas eólicas. Tais ventos de sudeste no hemisfério sul são conhecidos como ventos alísios e estão relacionados

ao posicionamento migratório do centro da ASAS, o que explica a maior frequência de ventos que estão distribuídos nos quadrantes sul e leste.

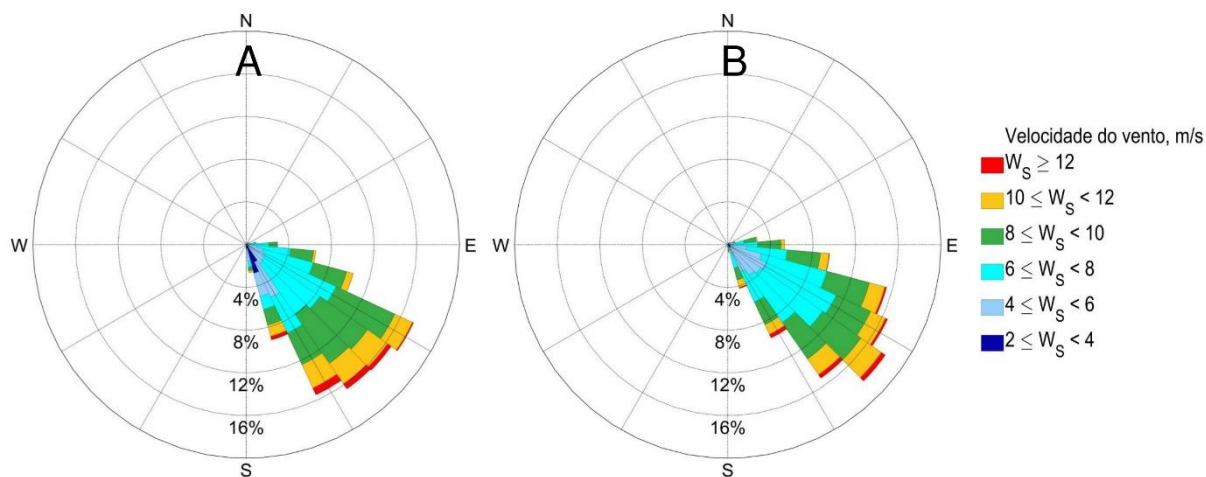


Figura 25 - Rosa dos ventos anuais da média horária da velocidade ( $W_s$  sombreado em  $m \cdot s^{-1}$ ) por direção do vento para as torres A1 (A) e A2 (B) a 95 m de altura para o ano de 2017.

#### 4.4 Análise de extremos

Para identificar extremos, tabelas e diagramas de caixa (*boxplot*) destacando os percentis (quantis) de 1% ( $p1\%$ ), 5% ( $p5\%$ ), 95% ( $p95\%$ ) e 99% ( $p99\%$ ) da série horária da velocidade do vento em cada torre e mês foram avaliados (Tabela 15, Figuras 26 e 27). Os percentis (quantis) inferiores de 1% e 5% foram calculados para identificar os extremos que correspondem as menores velocidades observadas em cada mês, enquanto que os percentis (quantis) superiores de 95% e 99% foram calculados para identificar os extremos que correspondem as maiores velocidades. As médias anuais dos quatro percentis também foram calculados para ambas as torres. Nota-se que as médias anuais dos percentis inferiores (1 e 5%) são maiores em A2, enquanto que as médias dos percentis superiores (95 e 99%) são maiores em A1. Julho é o mês do ano que apresenta a maior diferença na velocidade do vento entre as duas torres para os percentis inferiores de 1 e 5%, sendo a magnitude dessa diferença maior a medida em que se aumentam os percentis. Entretanto, para os percentis superiores de 95 e 99%, é no mês de agosto que se observam as maiores diferenças na velocidade do vento entre as duas torres. O inverno é a estação do ano com os maiores percentis (95 e 99%) considerando o valor médio do trimestre JJA

(junho, julho e agosto) comparado às demais estações, com o percentil de 99% correspondendo a limiares que variam de 12,7 a 13,7  $\text{m.s}^{-1}$  e de 12,5 a 14,1  $\text{m.s}^{-1}$ , em A1 e A2, respectivamente (Tabela 15, Figuras 26 e 27). Do trimestre JJA, os percentis superiores em A1 alcançaram valores maiores que A2 nos meses de junho e agosto, porém inferiores a A2 no mês de julho. Ressalta-se que, embora em A2 os maiores valores referentes aos percentis de 95% (12,4  $\text{m.s}^{-1}$ ) e 99% (14,1  $\text{m.s}^{-1}$ ) tenham sido observados em julho (inverno), em A1 foi na primavera (setembro) que os percentis de 95% (12,9  $\text{m.s}^{-1}$ ) e 99% (13,9  $\text{m.s}^{-1}$ ) alcançaram os seus valores máximos (considerando todos os meses do ano). Com exceção dos meses de janeiro e outubro, todos os percentis referentes aos extremos inferiores (p1% e p5%) apresentam valores maiores em A2, ou seja, em A2 tanto a frequência quanto a intensidade das menores velocidades são maiores do que as observadas em A1, com os maiores percentis (p1% e p5%) ocorrendo no mês de setembro.

A análise dos extremos indica que mesmo os menores valores dos percentis (p1% e p5%), estão acima de um limiar mínimo de velocidade do vento para manter funcionando um aerogerador (COSTA; LYRA, 2012), com exceção do quadrimestre MAMJ (março, abril, maio e junho) em A1 e o mês de abril em A2, que apresentaram limiares de velocidade inferiores a 3  $\text{m.s}^{-1}$ .

Tabela 15 - Percentis mensais da velocidade do vento ( $\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$ ) para as torres A1 e A2. Os quatro percentis são de 1%, 5%, 95% e 99%. O percentil médio anual também é computado na linha inferior da tabela. O valor mais alto entre as duas torres está destacado nas células sombreadas.

Mês/2017	1% A1	1% A2	5% A1	5% A2	95% A1	95% A2	99% A1	99% A2
Janeiro	4,6	4,6	5,2	5,2	9,9	9,9	11,0	11,2
Fevereiro	3,5	3,9	4,3	4,5	9,3	9,4	10,0	10,1
Março	2,5	3,0	3,1	3,8	9,1	7,9	10,1	8,7
Abril	2,2	2,4	3,0	3,8	9,7	8,6	10,6	9,5
Maio	2,7	3,1	3,3	4,1	9,4	8,9	10,9	11,0
Junho	2,6	3,2	3,2	4,3	10,9	10,4	13,7	12,9
Julho	3,2	3,8	3,9	5,2	12,1	12,4	13,6	14,1
Agosto	6,0	6,0	6,8	6,9	11,7	11,5	12,7	12,5
Setembro	6,4	6,5	7,1	7,2	12,9	12,4	13,9	13,5
Outubro	5,7	5,4	6,2	6,0	11,5	11,4	12,4	12,2
Novembro	4,7	4,8	5,4	5,5	10,2	10,4	11,1	11,0
Dezembro	3,8	4,1	4,7	4,9	9,5	9,6	10,2	10,4
Média Anual	4,0	4,2	4,7	5,1	10,5	10,2	11,7	11,4

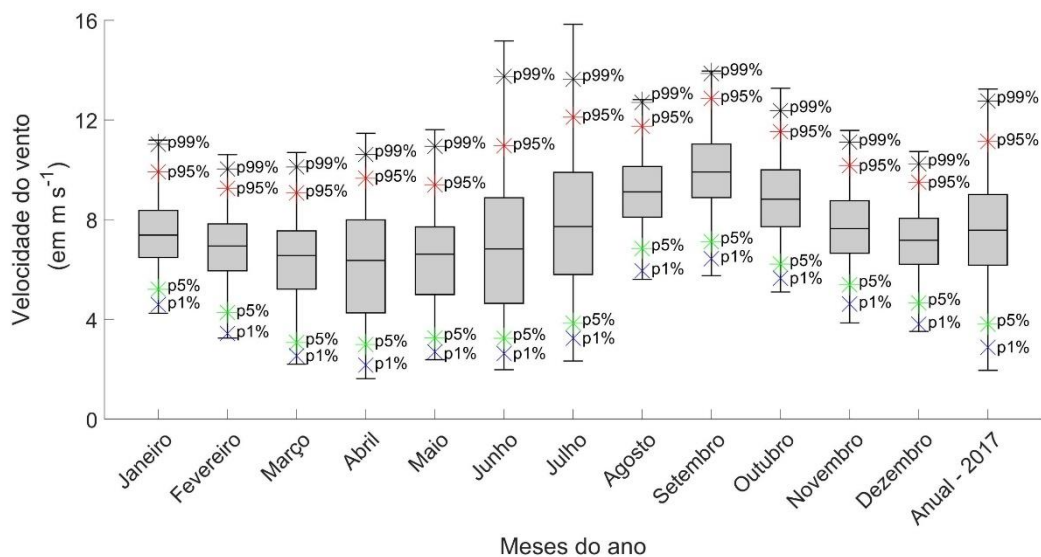


Figura 26 - Distribuição da velocidade média mensal horária do vento para o ano de 2017 (Boxplot cinza em  $\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$ ), para a torre A1. A linha cheia dentro da caixa representa o percentil 50% (mediana), o inferior da caixa representa o percentil 25%, o superior da caixa 75%, e os marcadores (x) em azul, verde, vermelho e preto representam os percentis de 1%, 5%, 95% e 99% da série, respectivamente.

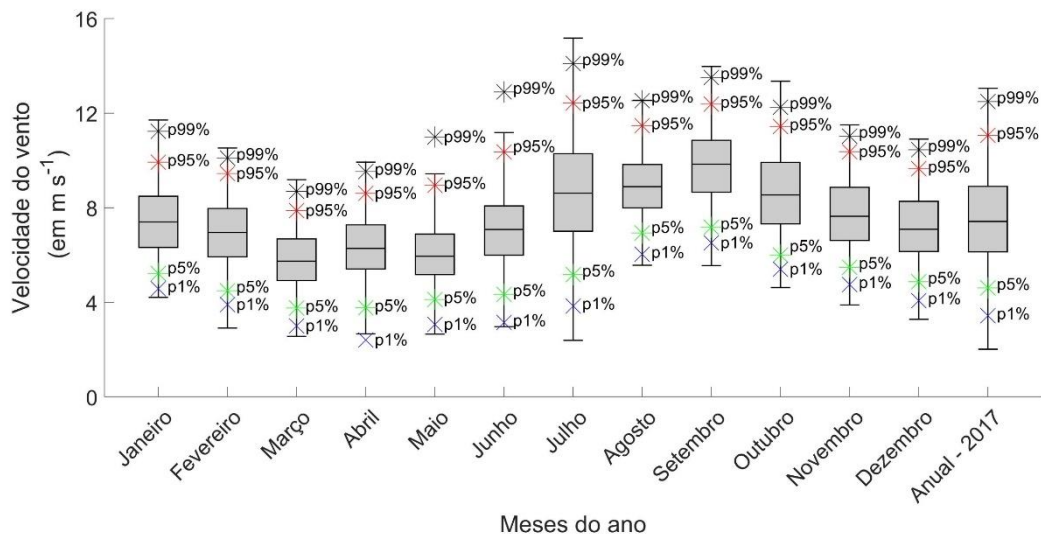


Figura 27 - Distribuição da velocidade média mensal horária do vento para o ano de 2017 (Boxplot cinza em  $m.s^{-1}$ ), para a torre A2. A linha cheia dentro da caixa representa o percentil 50% (mediana), o inferior da caixa representa o percentil 25%, o superior da caixa 75%, e os marcadores (x) em azul, verde, vermelho e preto representam os percentis de 1%, 5%, 95% e 99% da série, respectivamente.

#### 4.5 Análise de Sensibilidade das Parametrizações Físicas do WRF

A Figura 28 apresenta o resultado dos índices estatísticos BIAS, RMSE e R dos testes de sensibilidade realizados para as primeiras 48 horas de previsão (entre o dia 3 (0 HL) e 5 (0 HL) para o mês de abril e setembro em A1 e A2, respectivamente), mantendo a configuração controle do modelo (Tabela 5) e variando as parametrizações físicas (Tabela 6) para o domínio D3 (1 km). Na Figura 28A o BIAS apresenta valores positivos para a maioria dos experimentos (EXPs) de CLP, indicando uma tendência do modelo em superestimar a velocidade do vento. Os maiores erros sistemáticos ( $> 2 m.s^{-1}$ ) são observados nos EXPs realizados em setembro em A2 pelos esquemas MYJ, MYNN 2.5 e MRF, com superestimações acentuadas de  $2,2 m.s^{-1}$  e  $2,1 m.s^{-1}$ , respectivamente. Destaca-se ainda que os esquemas MYJ, MYNN 2.5 e MRF também foram os que apresentaram a pior performance em relação aos demais EXPs de CLP. De modo geral, a maioria dos EXPs de CLP superestimaram consistentemente o vento em 95 m em A1 e A2, tanto na estação chuvosa (abril) como na estação seca (setembro). O EXP com o esquema BouLac foi que apresentou os menores erros sistemáticos com tendência próxima de zero para ambos períodos e localidades de estudo ( $BIAS \leq 0,4 m.s^{-1}$ ).

A Figura 28B apresenta o resultado do índice RMSE para os EXPs de CLP. O RMSE apresenta desvios que variam de 1 a 3,4 m.s<sup>-1</sup> entre os esquemas com o melhor e o pior desempenho, respectivamente. O comportamento da velocidade do vento é melhor representado pelo experimento com o esquema BouLac, apresentando RMSE com valores considerados satisfatórios ( $\leq 1,7$  m.s<sup>-1</sup>) para ambos períodos e localidades de estudo, sendo que em A2-ABR o RMSE obteve o menor valor entre todos os experimentos (1 m.s<sup>-1</sup>). Staid et al. 2015 considera erros entre 1 e 2 m.s<sup>-1</sup> valores aceitáveis para aplicações em energia eólica. A segunda melhor performance obtida foi com o esquema ACM2, onde o RMSE apresentou valores variando entre 1,8 e 2,1 m.s<sup>-1</sup> na estação seca (setembro) e de 1,6 m.s<sup>-1</sup> na estação chuvosa (abril). A evolução temporal da velocidade do vento (Figura 28C) apresenta valores baixos de R, indicando erros de fase consistentes para a maioria dos EXPs de CLP. A melhor representação da evolução temporal do vento é observada no experimento MJY em setembro (com coeficiente de correlação R de 0,7), enquanto que em abril os valores de R são  $\leq 0,6$ . De acordo com as Figuras 28A, 28B e 28C, é visível que o BIAS, RMSE e R para a velocidade do vento não apresenta diferenças geográficas significativas entre A1 e A2 em relação ao desempenho da previsão de cada EXP, embora o BIAS e RMSE tenham erros ligeiramente menores em A1 para a maioria dos grupos de EXPs.

Os EXPs referentes aos esquemas de microfísica, superfície, cumulus e radiação se mostraram pouco sensíveis a mudança na intensidade do vento próximo a altura do cubo (rotor da turbina) em relação aos EXPs de CLP. Entretanto, alguns EXPs apresentaram desempenho ligeiramente superior em relação aos demais, sendo para microfísica o EXP com o esquema Thompson com o menor e maior BIAS variando entre 0,5 m.s<sup>-1</sup> (A1-ABR) e 1,7 m.s<sup>-1</sup> (A2-SET) (Figura 28D) e RMSE entre 1,5 m.s<sup>-1</sup> (A2-ABR) e 2,1 m.s<sup>-1</sup> (A2-SET) (Figura 28E), respectivamente. Para superfície o esquema Pleim-Xiu apresentou desempenho ligeiramente melhor que os demais considerando o RMSE (1,5 m.s<sup>-1</sup> em abril e variando entre 1,6 e 1,7 m.s<sup>-1</sup> em setembro) (Figura 28E), sendo que todos os EXPs tendem a superestimar a velocidade do vento. Os EXPs com o esquema cumulus ligado/desligado apenas no D1 apresentaram desempenho semelhante, sendo o com a opção de esquema Betts-Miller ligeiramente melhor que os demais ( $0,5 \leq \text{BIAS} \leq 1,6$  m.s<sup>-1</sup> e  $1,4$  m.s<sup>-1</sup>  $\leq \text{RMSE} \leq 2,2$  m.s<sup>-1</sup>), enquanto que para radiação o EXP com a opção New Goddard apresentou os menores erros ( $0,8 \leq \text{BIAS} \leq 1,8$  m.s<sup>-1</sup> e  $1,6$  m.s<sup>-1</sup>  $\leq \text{RMSE} \leq 2,2$  m.s<sup>-1</sup>)



(Figuras 28D e 28E). Para a evolução temporal (Figura 28F), os valores de R para os EXPs de superfície indicam que a opção com o esquema Pleim-Xiu teve melhor desempenho durante o mês de abril ( $0,5 \leq R < 0,7$ ), enquanto que o com o esquema RUC foi melhor em setembro ( $R = 0,7$ ). Para as demais parametrizações físicas o desempenho do R é semelhante durante o mês de setembro ( $R \leq 0,7$ ), enquanto que durante a estação chuvosa (abril) a evolução temporal da intensidade do vento é bastante imprevisível ( $R \leq 0,5$ ).

O objetivo desta análise não foi de avaliar detalhadamente os erros associados ao modelo, mas sim determinar qual o conjunto de parametrizações que fornecem as previsões mais acuradas para o período estudado. É importante ressaltar que os erros associados as previsões do vento próximo a superfície podem ter várias fontes de erros, que vão desde a deficiência do modelo em representar as características atmosféricas das circulações de mesoescala, até a representação incorreta do terreno do local e altura máxima do perfil da rugosidade, levando a uma má representação das características topográficas locais. De acordo com Carvalho et al. (2014) geralmente a má representação do terreno local leva a subestimação da velocidade do vento, entretanto o contrário (superestimação) como foi visto na maioria dos EXPs realizados também pode ser observado.

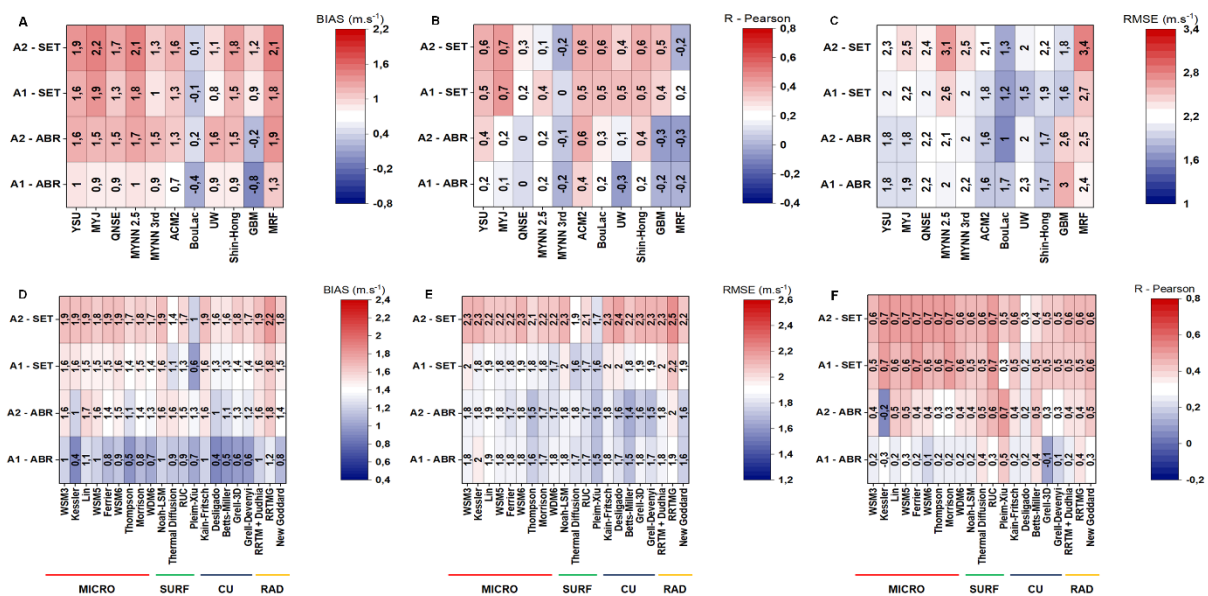


Figura 28 - Mapa de calor dos testes de sensibilidade do índice Erro Médio (BIAS, em m.s<sup>-1</sup>) (A e D), Raiz do Erro Quadrático Médio (RMSE, em m.s<sup>-1</sup>) (B e E) e Coeficiente de Correlação Linear de Pearson (R) (C e F) para a velocidade do vento (em m.s<sup>-1</sup>) das parametrizações físicas de CLP, Microfísica (MICRO), Superfície (SURF), Cumulus (CU) e Radiação (RAD), realizados entre o dia 3 (0 HL) e 5 (0 HL) (48 horas de previsão) no mês de abril e setembro para as torres A1 (A1-ABR e A1-SET) e A2 (A2-ABR e A2-SET).



Com o resultado dos testes de sensibilidade foi possível definir duas configurações para o WRF a partir da combinação dos esquemas físicos que apresentaram melhor desempenho nas previsões do vento em A1 e A2 (Figura 28). A principal diferença entre as duas configurações utilizadas para realizar as previsões para o mês completo de abril e setembro é na parametrização de camada limite planetária, sendo uma com o esquema BouLAC (EXPCBouLAC) e a outra com o esquema ACM2 (EXPCACM2) (Tabela 16). O desempenho de cada experimento para o mês completo de abril e setembro será visto a seguir.

Tabela 16 - Resumo dos esquemas físicos que apresentaram o melhor desempenho nos testes de sensibilidade e que foram combinados para formarem duas configurações ótimas que serão utilizadas em cada uma das 64 previsões (32 para abril e 32 para setembro).

Configuração ótima - Parametrizações físicas						
EXPs	CLP	Microf.	Superf.	CU	Radiação	Camada Superficial
EXPCBouLAC	BouLAC	Thompson	Pleim-Xiu	Betts-Miller	New Goddard	MM5 - Similaridade
EXPCACM2	ACM2	Thompson	Pleim-Xiu	Betts-Miller	New Goddard	PX - Similaridade

#### 4.6 Avaliação da Velocidade e Direção do Vento Para os Horizontes de 24 e 48 h de Previsão

A comparação entre a velocidade do vento observado e o vento previsto para os horizontes de 24 e 48 h de previsão nos meses de abril e setembro de 2017 e o desempenho das métricas BIAS, MAE, RMSE e MAPE para o EXPCBouLAC é apresentado na Figura 29 (diário) e Figura 30 (horário). A velocidade do vento em abril tende a ser ligeiramente subestimada em A1 e A2, mas acompanha o comportamento das observações. O valor do BIAS para a previsão de 24 h é de  $-0,4 \text{ m.s}^{-1}$  e tem erro reduzido para  $-0,2 \text{ m.s}^{-1}$  no segundo dia de previsão (48 h) (Figuras 29A e 29B). Nota-se ainda que a queda na intensidade do vento prevista entre o dia 8 e 11 de abril pelo modelo nos dois horizontes de previsão coincide com as observações. Entretanto o modelo ainda apresenta consistentes erros sistemáticos de fase na intensidade do vento praticamente ao longo de toda série diária e horária em abril (Figuras 29A e 29B; 30A e 30B), com MAE variando entre  $1,88 \text{ m.s}^{-1}$  e  $1,16 \text{ m.s}^{-1}$  no primeiro dia de previsão e entre  $1,77 \text{ m.s}^{-1}$  e  $1,20 \text{ m.s}^{-1}$  na previsão com 48 h de antecedência em A1 e A2, respectivamente. O RMSE e MAPE em A1 é de  $2,25 \text{ m.s}^{-1}$  e 35,88%,

enquanto que em A2 essas mesmas medidas são de  $1,53 \text{ m.s}^{-1}$  e  $24,46\%$  para as previsões com horizonte de 24 h. Nota-se que para a previsão com horizonte de 48 h, em ambas localidades, os erros RMSE e MAPE apresentam desempenho ligeiramente superior do que a previsão com horizonte de 24 h, com valores de  $2,11 \text{ m.s}^{-1}$  e  $33,71\%$  em A1 e de  $1,49 \text{ m.s}^{-1}$  e  $23,74\%$  em A2, respectivamente (Figura 29A e 29B). Acredita-se que a diferença em quase 10% do valor do MAPE entre A1 e A2 pode estar associada a influência de circulações locais (microescala) que podem modificar o comportamento do vento próximo a superfície nos níveis mais baixos da camada limite planetária, haja vista que ambas localidades ficam muito próximas.

Para o período seco (setembro) o modelo continua subestimando a velocidade do vento, especialmente durante episódios de picos máximos de velocidade (dias 3, 14, 17 e 24) (Figuras 29C e 29D; 30C e 30D). Para o primeiro dia de previsão as subestimações oscilam entre  $-0,4 \text{ m.s}^{-1}$  em A1 e  $-0,3 \text{ m.s}^{-1}$  em A2, enquanto que para o segundo dia de previsão percebe-se um aumento da subestimação ( $-0,8 \text{ m.s}^{-1}$  em A1 e  $-0,7 \text{ m.s}^{-1}$  em A2). As medidas MAE, RMSE e MAPE em geral apresentam melhor desempenho na estação seca do que na estação chuvosa, sendo que o MAPE é reduzido quase que pela metade em A1 com  $15,15\%$  na previsão de 24 h e  $18,31\%$  na previsão de 48 h, enquanto que em A2 esses valores variam entre  $14,96\%$  e  $17,81\%$ , respectivamente (Figuras 29C e 29D). O MAE e RMSE em A1 é reduzido em aproximadamente  $0,7 \text{ m.s}^{-1}$  na estação seca em relação a estação chuvosa na previsão de 24 h, enquanto que em A2 o desempenho é semelhante entre as duas estações, com MAE e RMSE apresentando valores bem próximos. A previsão com horizonte de 48 h não apresentou melhor desempenho na estação seca conforme foi observado na estação chuvosa, entretanto, o desempenho em A1 e A2 foi semelhante, ao contrário do que foi observado na estação chuvosa em que os erros foram aproximadamente 10% maiores em A1 em relação a A2.

As Figuras 31 e 32 apresentam para o mês de abril e setembro o resultado da previsão do vento para os horizontes de 24 e 48 h para o EXPCACM2. Para a estação chuvosa (abril) ao contrário do que foi observado no EXPCBouLAC, o modelo tende a superestimar a intensidade do vento entre  $1,5 \text{ m.s}^{-1} \leq \text{BIAS} \leq 1,6 \text{ m.s}^{-1}$  considerando as previsões com horizontes de 24 e 48 h, respectivamente (Figuras 31A e 31B; 32A e 32B). O MAE é superior a  $2 \text{ m.s}^{-1}$  em A1 para ambos horizontes de previsão, enquanto que em A2 varia entre  $1,8$  e  $1,9 \text{ m.s}^{-1}$ . O RMSE e MAPE apresentam valores elevados durante a estação chuvosa, superando  $2,7 \text{ m.s}^{-1}$  e  $40\%$  em A1, enquanto

que em A2 esses valores são inferiores a  $2,3 \text{ m.s}^{-1}$  e 37%, respectivamente (Figuras 31A e 31B). Embora a diferença no desempenho das previsões de 24 e 48 h sejam mínimas durante a estação chuvosa, a previsão com horizonte de 24 h foi ligeiramente melhor que a de 48 h, diferente do que foi observado no EXPCBouLAC para esse mesmo período. Entretanto, destaca-se que para ambos horizontes de previsão, o EXPCBouLAC que utiliza um fechamento local de 1,5 ordem apresentou desempenho superior ao EXPCACM2 que utiliza uma técnica de fechamento híbrida (local + não local) de primeira ordem. O melhor desempenho do EXPCBouLAC durante esta estação sugere que os vórtices turbulentos gerados pela turbulência térmica sobre a região de estudo são menores e mais localizados, condições que geralmente são melhores resolvidas por técnicas de fechamento locais (WARNER, 2011).

Durante a estação seca (setembro) o EXPCACM2 (Figuras 31C e 31D; 32C e 32D) apresenta desempenho melhor do que na estação chuvosa, entretanto ainda é ligeiramente inferior ao desempenho do EXPCBouLAC. A superestimação da velocidade do vento é superior a  $1,3 \text{ m.s}^{-1}$  nos horizontes de 24 h de previsão, enquanto que para o segundo dia de previsão a superestimação decresce em aproximadamente  $0,4 \text{ m.s}^{-1}$  (Figura 31C). O modelo superestima a intensidade do vento praticamente durante toda a série diária e horária (Figuras 31C e 31D; 32C e 32D), especialmente durante os picos máximos de velocidade. O MAE para o horizonte de 24 h de previsão é de  $1,7 \text{ m.s}^{-1}$ , sendo reduzido em  $0,2 \text{ m.s}^{-1}$  no segundo dia de previsão. O desempenho das métricas RMSE e MAPE é semelhante entre as duas torres, sendo superior a  $2 \text{ m.s}^{-1}$  e 20% nas primeiras 24 h de previsão e ligeiramente inferior a esse limiar para o segundo dia de previsão ( $1,8 \text{ m.s}^{-1} \leq \text{RMSE} \leq 1,9 \text{ m.s}^{-1}$ ;  $18,36\% \leq \text{MAPE} \leq 18,9\%$ ) (Figuras 31C e 31D). Verifica-se que o EXPCACM2 para a velocidade do vento apresenta em média um erro (MAPE) 10% superior ao EXPCBouLAC na estação chuvosa da região, enquanto que para a estação seca o desempenho entre os EXPs é semelhante apenas para a previsão com horizonte de 48 h.

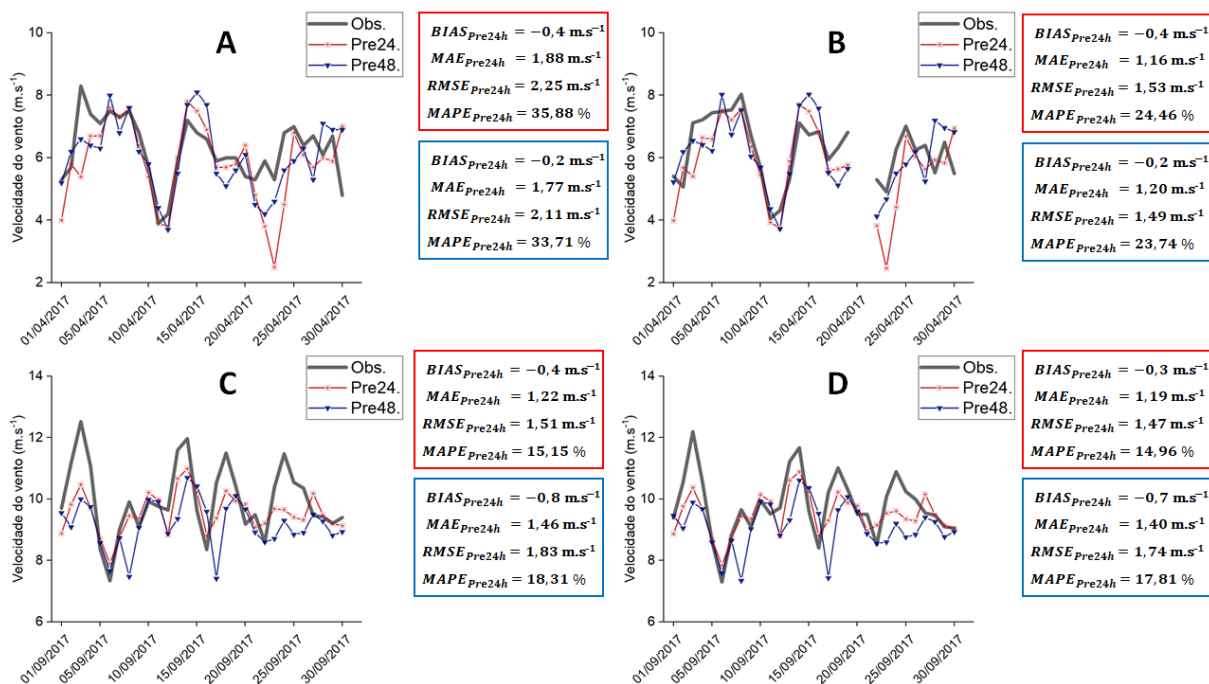


Figura 29 - Comparação da previsão diária do vento para o período de 24 h (linha vermelha) e 48 h (linha azul) de previsão e observado (linha escura) a 95 m para o mês de abril em A1 (A) e A2 (B) e setembro em A1 (C) e A2 (D) para o EXPCBouLAC. As medidas estatísticas BIAS (m.s<sup>-1</sup>), MAE (m.s<sup>-1</sup>), RMSE (m.s<sup>-1</sup>) e MAPE (%) também são avaliadas para cada período de previsão.

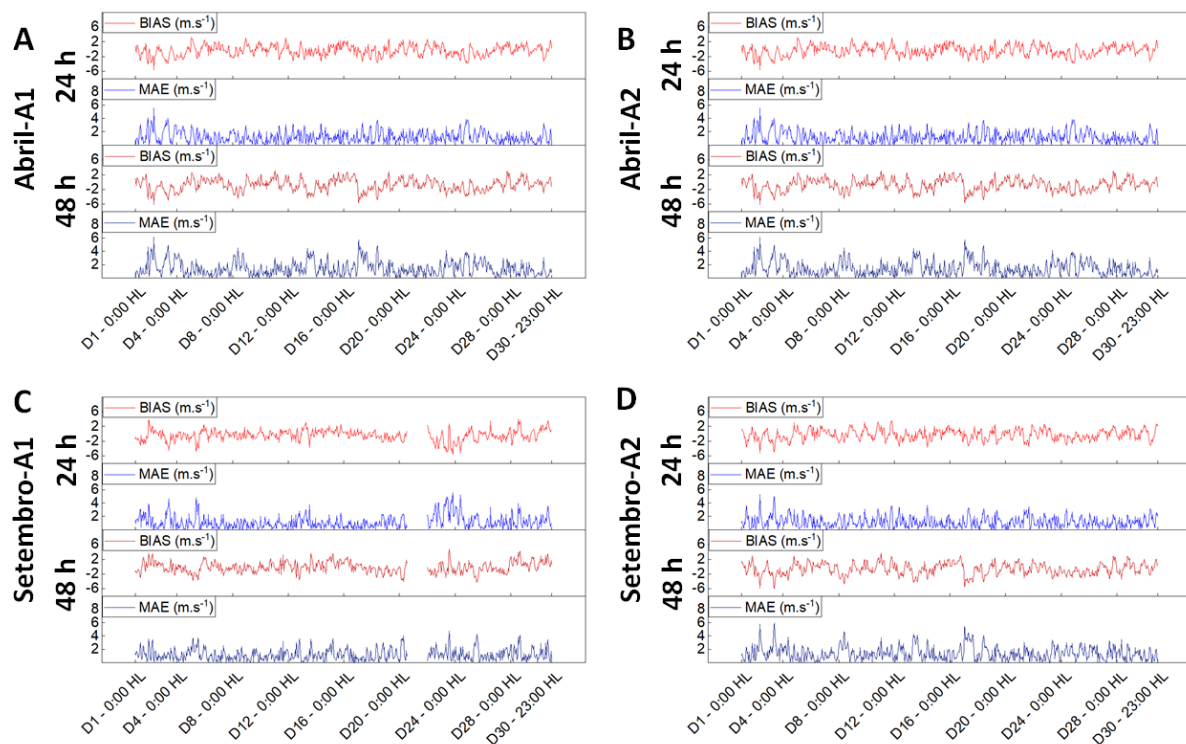


Figura 30 - Desempenho da previsão horária do vento a partir do BIAS e MAE para o horizonte de 24 h e 48 h de previsão em Abril-A1 (A); Abril-A2 (B); Setembro-A1 (C) e Setembro-A2 (D) para o EXPCBouLAC.

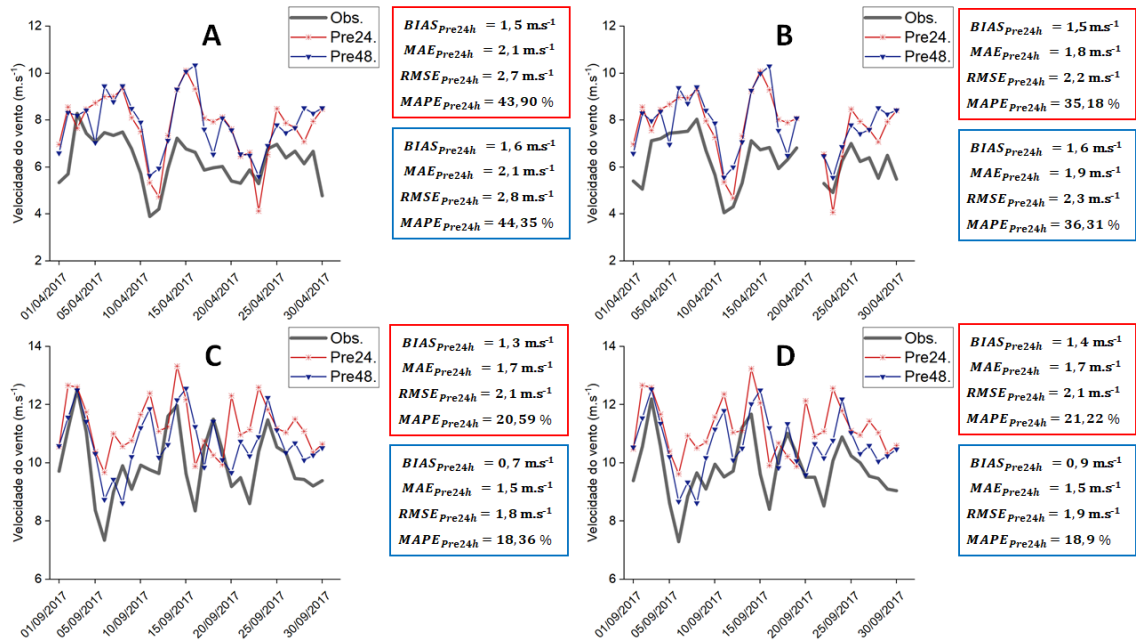


Figura 31 - Comparação da previsão diária do vento para o período de 24 h (linha vermelha) e 48 h (linha azul) de previsão e observado (linha escura) a 95 m para o mês de abril em A1 (A) e A2 (B) e setembro em A1 (C) e A2 (D) para o EXPCACM2. As medidas estatísticas BIAS (m.s<sup>-1</sup>), MAE (m.s<sup>-1</sup>), RMSE (m.s<sup>-1</sup>) e MAPE (%) também são avaliadas para cada período de previsão.

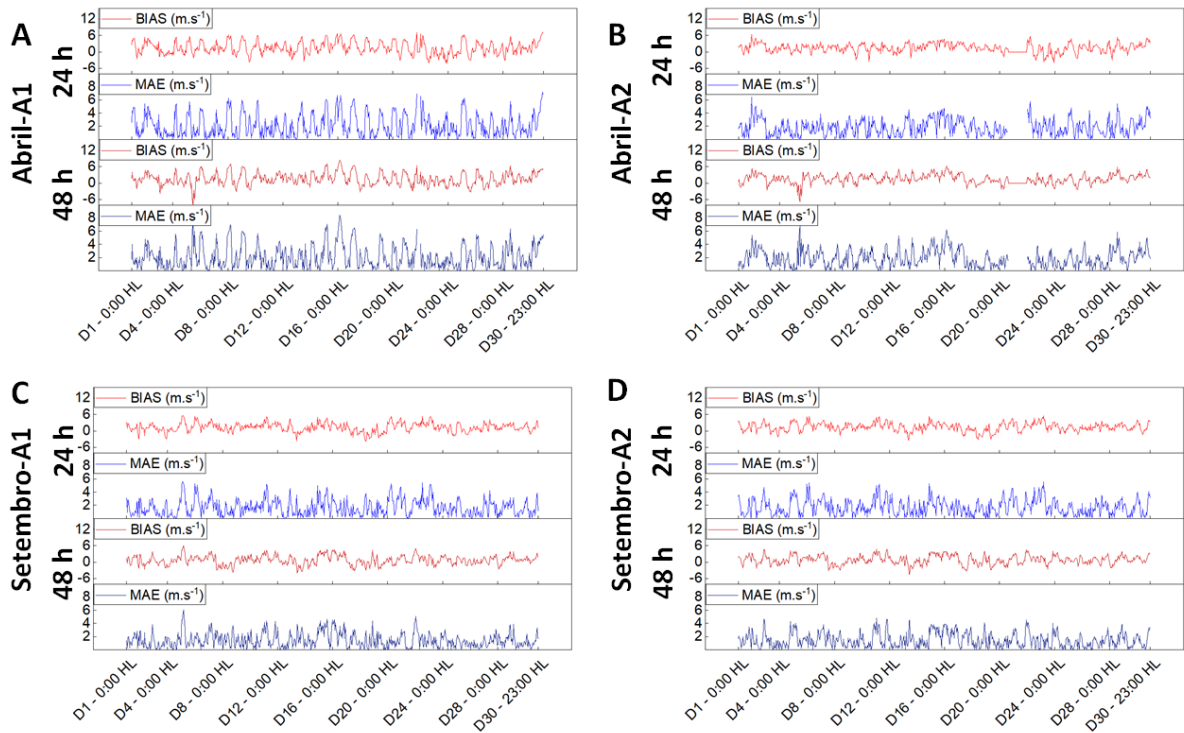


Figura 32 - Desempenho da previsão horária do vento a partir do BIAS e MAE para o horizonte de 24 h e 48 h de previsão em Abril-A1 (A); Abril-A2 (B); Setembro-A1 (C) e Setembro-A2 (D) para o EXPCACM2.

As Figuras 33 e 34 apresentam a comparação entre a direção do vento observado e a direção prevista em A1 e A2 durante a estação chuvosa (abril) e seca

(setembro) para as previsões com horizonte de 24 e 48 h do EXPCBouLAC e EXPCACM2, respectivamente. Verifica-se que ambos EXPs e horizontes de previsão preveem a direção sudeste como a direção predominante do vento na região, com variações das direções leste e sul. Um BIAS negativo (positivo) na direção do vento indica que a direção do vento prevista pelo modelo é anti-horária (horária) em relação a direção do vento observado. O modelo apresenta relativamente boa concordância entre a direção do vento previsto nos horizontes de 24 e 48 h de previsão e o observado em ambos EXPs. Para ambas estações (abril e setembro) e localidades (A1 e A2) o BIAS é ligeiramente negativo ( $\geq -12^\circ$ ), indicando que a direção do vento previsto gira levemente no sentido anti-horário em comparação com as observações, com exceção para a estação seca em A2 em que o BIAS é positivo (giro horário). Na estação chuvosa o MAE varia de  $18,6^\circ$  (A1) a  $15,8^\circ$  (A2) e entre  $14,8^\circ$  (A1) e  $11,9^\circ$  (A2) considerando o horizonte de 24 h de previsão para os EXPCBouLAC (Figura 33) e EXPCACM2 (Figura 34), respectivamente. De acordo com as medidas MAE, RMSE e MAPE a direção do vento é melhor representada pelo EXPCACM2 durante a estação chuvosa ( $RMSE \leq 20^\circ$ ;  $MAPE \leq 15\%$ ), enquanto que para a estação seca ambos experimentos apresentam desempenho parecido ( $RMSE \leq 12^\circ$ ;  $MAPE \leq 10\%$ ).

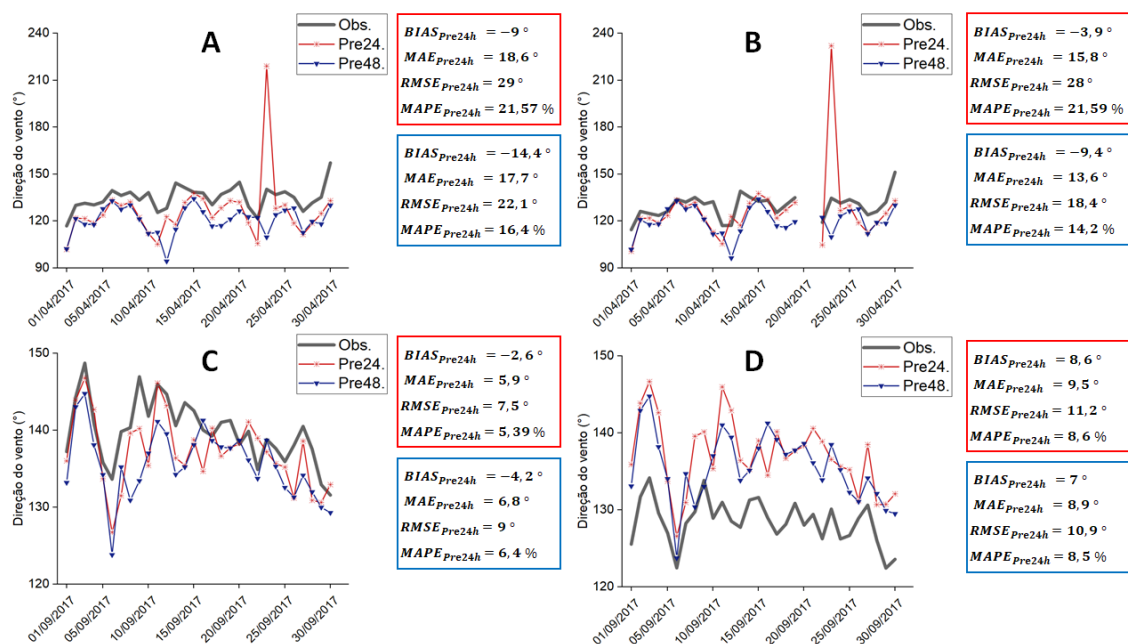


Figura 33 - Comparação da série diária da direção do vento prevista para o período de 24 h (linha vermelha) e 48 h (linha azul) de previsão e observado (linha escura) a 95 m para o mês de abril em A1 (A) e A2 (B) e setembro em A1 (C) e A2 (D) para o EXPCBouLAC. As medidas estatísticas BIAS ( $m.s^{-1}$ ), MAE ( $m.s^{-1}$ ), RMSE ( $m.s^{-1}$ ) e MAPE (%) também são avaliadas para cada período de previsão.

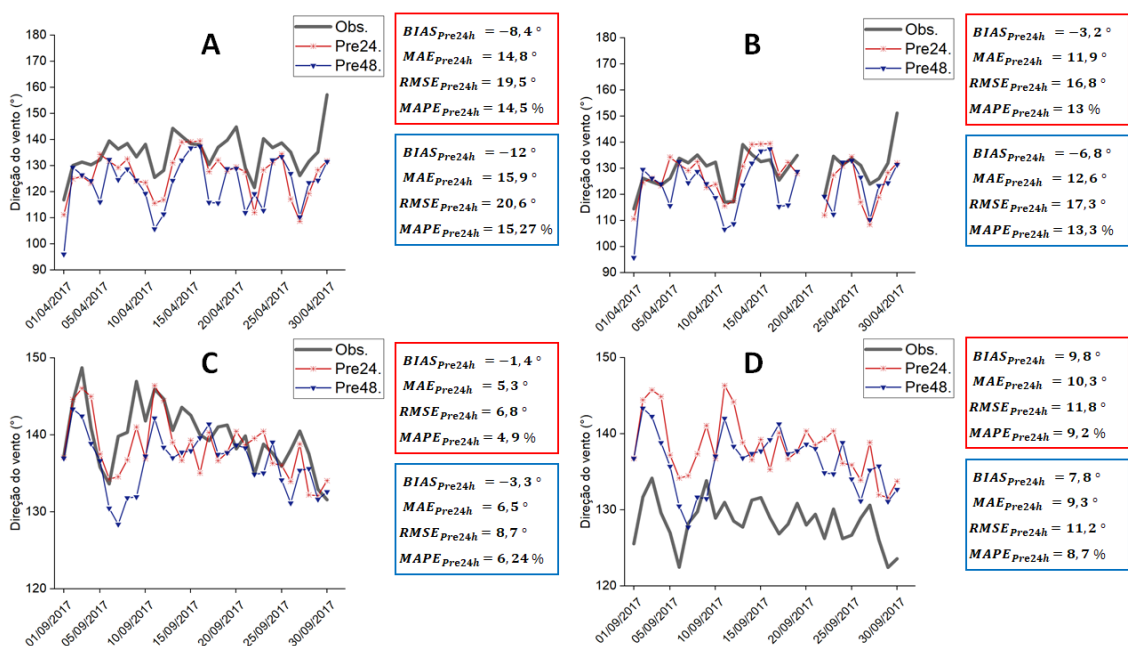


Figura 34 - Comparação da série diária da direção do vento prevista para o período de 24 h (linha vermelha) e 48 h (linha azul) de previsão e observado (linha escura) a 95 m para o mês de abril em A1 (A) e A2 (B) e setembro em A1 (C) e A2 (D) para o EXPCACM2. As medidas estatísticas BIAS ( $m.s^{-1}$ ), MAE ( $m.s^{-1}$ ), RMSE ( $m.s^{-1}$ ) e MAPE (%) também são avaliadas para cada período de previsão.

As Figuras 35 e 36 apresentam o desempenho das previsões para os horizontes de 24 e 48 h da evolução do ciclo diurno da velocidade do vento em A1 e A2 durante a estação chuvosa (abril) e seca (setembro) para o EXPCBouLAC (Figura 35) e EXPCACM2 (Figura 36). O ciclo diurno da velocidade do vento para o EXPCBouLAC durante o mês de abril é marcado por períodos de subestimação (superestimação), especialmente entre às 8:00 e 22:00 HL (23:00 e 7:00) em A1, enquanto que em A2 durante o período noturno até aproximadamente o início da manhã (23:00 - 7:00 HL) há variações de horários com subestimações/superestimações da velocidade do vento. A superestimação do vento entre o período da noite até início da manhã é maior em A1 ( $1 \text{ m.s}^{-1}$ ), enquanto que erros relativamente menores da ordem de  $0,4 \text{ m.s}^{-1}$  são encontrados durante o período noturno em A2. Para o EXPCACM2 (Figura 35) a velocidade do vento é superestimada praticamente durante todo o ciclo diurno. Entre às 23:00 e 6:00 HL o BIAS é aproximadamente  $2,0 \text{ m.s}^{-1}$  ( $1,8 \text{ m.s}^{-1}$ ) maior do que o EXPCBouLAC em A1 (A2). A magnitude dos erros no EXPCACM2 é ligeiramente reduzida entre o fim da manhã e o período da tarde em comparação com o EXPCBouLAC em A1, especialmente para a previsão com horizonte de 24 h. Em A2, entretanto, apesar da magnitude dos erros não apresentar muita diferença, o EXPCBouLAC tem desempenho melhor. A superestimação sistemática do vento no EXPCACM2 (Figura 36A) que ocorre especialmente durante o período noturno ( $\text{BIAS} > 3 \text{ m.s}^{-1}$  em A2) pode ser parcialmente atribuída, a uma subestimação da velocidade de fricção, que é dependente dos esquemas de camada superficial. Os erros MAE e RMSE são ligeiramente maiores em A1 e apresentam desempenho parecido em ambos EXPs e horizontes de previsão, com exceção para o horário compreendido entre as 22:00 e 6:00 HL, que apresenta previsões com baixo desempenho no EXPCACM2 ( $\text{MAE} > 2 \text{ m.s}^{-1}$  e  $\text{RMSE} > 3 \text{ m.s}^{-1}$ ).

Na estação seca (setembro) a velocidade do vento entre às 8:00 e 11:00 HL é consideravelmente subestimada pelo EXPCBouLAC ( $-1,1 \text{ m.s}^{-1} \leq \text{BIAS} \leq -2,4 \text{ m.s}^{-1}$ ;  $1,3 \text{ m.s}^{-1} \leq \text{MAE} \leq 2,5 \text{ m.s}^{-1}$ ;  $1,5 \text{ m.s}^{-1} \leq \text{RMSE} \leq 2,5 \text{ m.s}^{-1}$ ) (Figuras 35A, 35B e 35C), tendo melhor desempenho no EXPCACM2 ( $-0,6 \text{ m.s}^{-1} \leq \text{BIAS} \leq 0,6 \text{ m.s}^{-1}$ ;  $1 \text{ m.s}^{-1} \leq \text{MAE} \leq 1,3 \text{ m.s}^{-1}$ ;  $1,2 \text{ m.s}^{-1} \leq \text{RMSE} \leq 1,7 \text{ m.s}^{-1}$ ) (Figuras 36A, 36B e 36C). O RMSE apresenta um forte ciclo diurno com erros na faixa de  $1,3$  a  $2,8 \text{ m.s}^{-1}$ , onde os maiores valores ocorrem entre às 22:00 e 6:00 HL, sendo que para esse interim o melhor (pior)



desempenho com  $RMSE \leq 1,8 \text{ m.s}^{-1}$  ( $\geq 2 \text{ m.s}^{-1}$ ) é notado no EXPCBouLAC (EXPCACM2). Embora a previsão da velocidade do vento apresente erros (MAE e RMSE) acentuados, especialmente durante a estação chuvosa e o período noturno em A1, ambos experimentos foram capazes de capturar a evolução correta do ciclo diurno em ambas estações (com as maiores velocidades ocorrendo durante o dia e as menores durante a noite). Entretanto o modelo apresenta certa dificuldade em representar os picos máximos (mínimos) da velocidade do vento durante o período diurno (noturno), resultando em uma subestimação (superestimação) considerável durante a estação chuvosa e uma ligeira subestimação durante a estação seca no EXPCBouLAC (Figura 35). Para o EXPCACM2 independente do período do dia a velocidade do vento é sistematicamente superestimada (Figura 36). A diferença mais pronunciada observada durante a evolução do ciclo diurno na estação seca ocorre durante a manhã (entre às 8:00 e 10:00 HL), em que o EXPCBouLAC têm maior dificuldade em representar os picos máximos de vento, enquanto que o EXPCACM2 apresenta um comportamento mais próximo das observações para esse interim.

O comportamento do ciclo diurno da direção do vento em abril e setembro para ambos horizontes de previsão e EXPs em A1 e A2 é apresentado nas Figuras 37 e 38. A evolução do ciclo diurno da direção do vento tende a ser subestimada em ambos EXPs, com exceção da localidade A2 durante a estação seca que apresenta superestimação ao longo de todo ciclo diurno (Figuras 37A e 38A). O EXPCACM2 no horizonte de 24 h de previsão tende a representar melhor o comportamento da direção do vento no mês de abril, especialmente entre o horário das 11:00 e 17:00 HL ( $-7,2^\circ \leq BIAS \leq -0,4^\circ$ ;  $12,7^\circ \leq MAE \leq 17,7^\circ$ ;  $17,1^\circ \leq RMSE \leq 24,5^\circ$ ) (Figura 38A, 38B e 38C). A direção do vento no período noturno durante o mês de abril apresenta subestimações na faixa de  $10^\circ$  em A1 e inferiores a  $6^\circ$  em A2 (EXPCACM2) para o primeiro dia de previsão, com subestimações maiores nas previsões com horizonte de 48 h (Figura 38A). Na estação seca (setembro) entre às 20:00 e 7:00 HL a direção do vento é melhor representada pelo EXPCBouLAC em A2 para ambos horizontes de previsão (Figura 37A, 38B e 38C). Entretanto em A1 o EXPCBouLAC só apresenta melhor desempenho que o EXPCACM2 em prever a direção do vento entre às 8:00 e 11:00 HL. O horário entre às 16:00 e 18:00 que compreende o período em que os picos máximos de vento ocorrem durante esta estação apresentam superestimações menores (maiores) em A1 (A2) com a direção do vento ligeiramente melhor

representada pelo EXPCACM2 ( $0,1^\circ \leq \text{BIAS} \leq 15,2^\circ$ ;  $3,8^\circ \leq \text{MAE} \leq 15,3^\circ$ ;  $5,3^\circ \leq \text{RMSE} \leq 16,5^\circ$ ) (Figuras 38A, 38B e 38C). Embora o EXPCACM2 em geral apresente desempenho ligeiramente melhor que o EXPCBouLAC para ambas estações, é importante destacar que a direção predominante (Sudeste) do vento é satisfatoriamente representada por ambos EXPs.

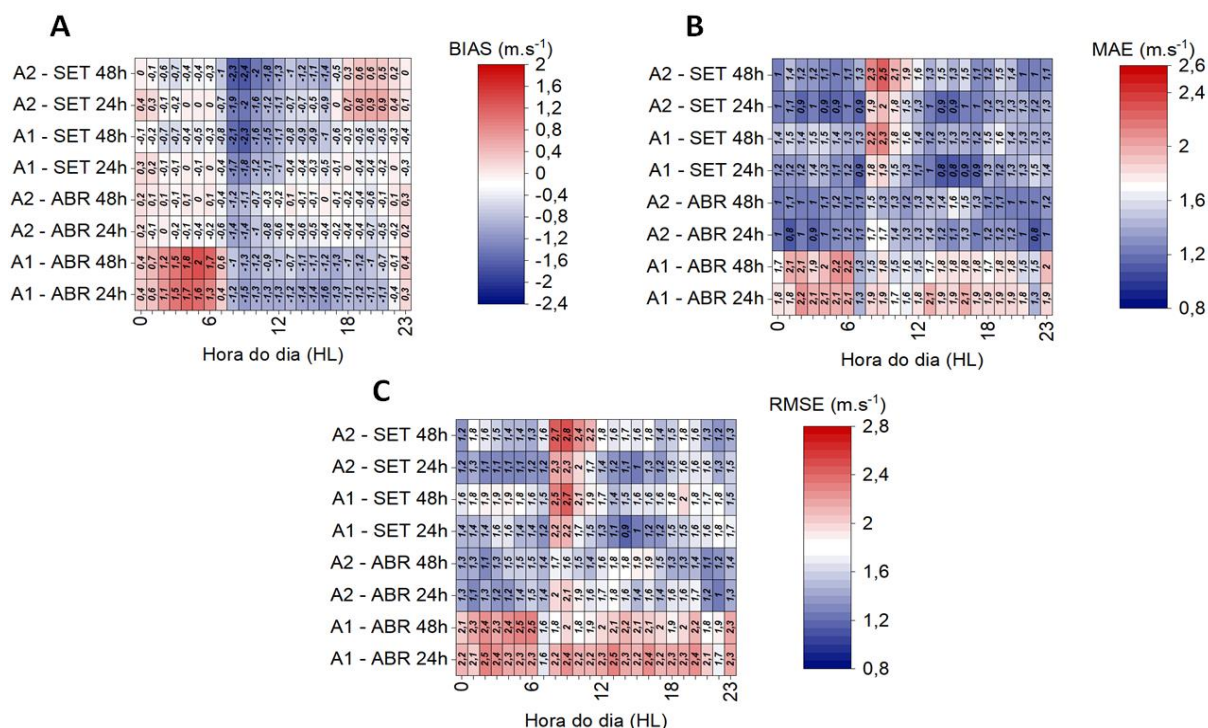


Figura 35 - Mapas de calor do BIAS (A), MAE (B) e RMSE (C) da evolução do ciclo diurno da velocidade do vento para o horizonte de 24 h e 48 h de previsão em A1 e A2 nos meses de abril e setembro para o EXPCBouLAC.

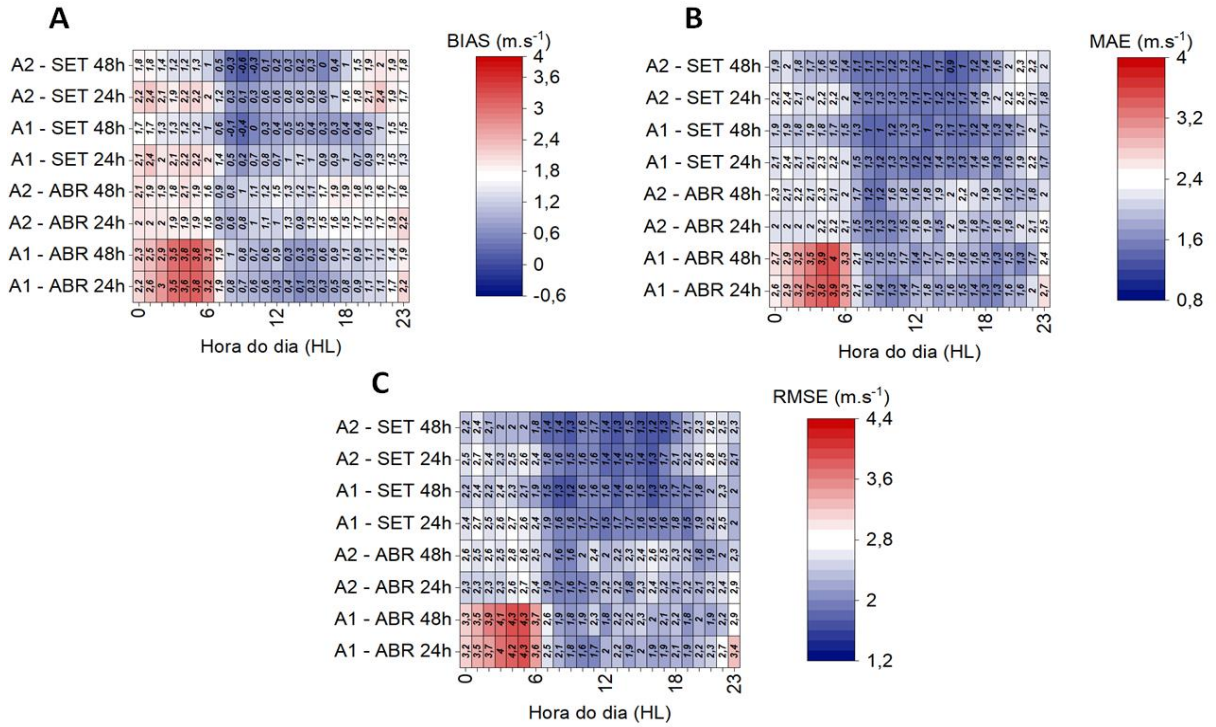


Figura 36 - Mapas de calor do BIAS (A), MAE (B) e RMSE (C) da evolução do ciclo diurno da velocidade do vento para o horizonte de 24 h e 48 h de previsão em A1 e A2 nos meses de abril e setembro para o EXPCACM2.

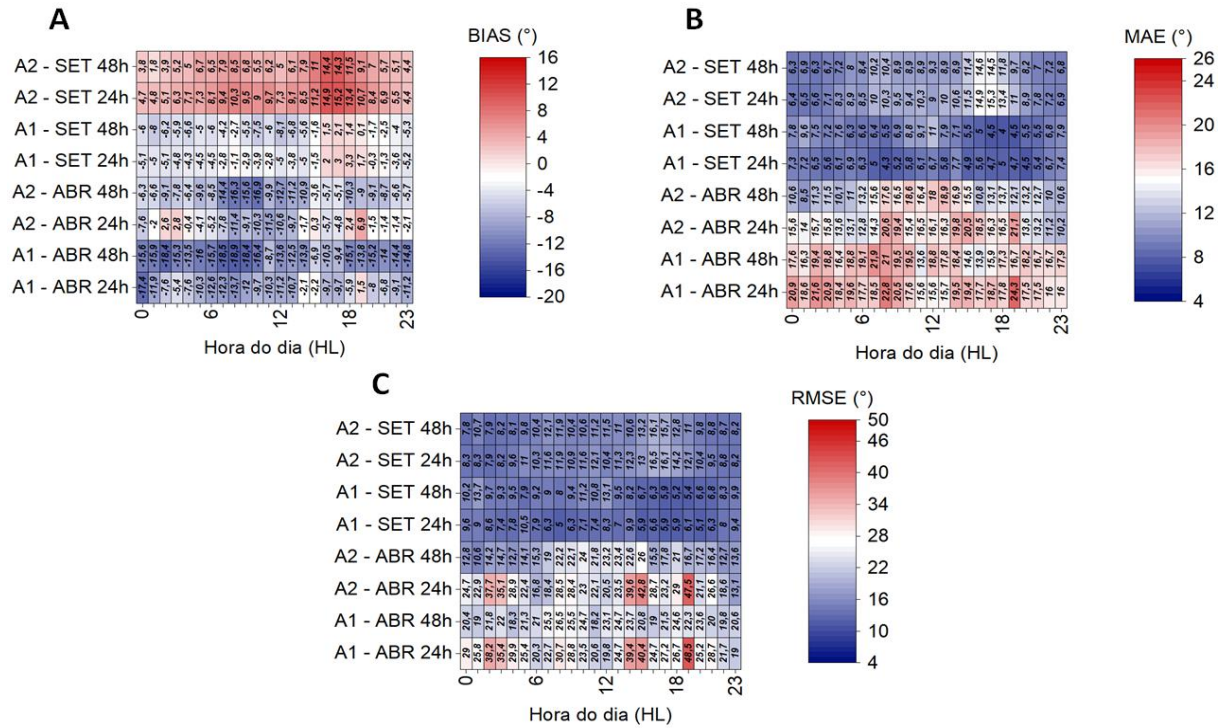


Figura 37 - Mapas de calor do BIAS (A), MAE (B) e RMSE (C) da evolução do ciclo diurno da direção do vento para o horizonte de 24 h e 48 h de previsão em A1 e A2 nos meses de abril e setembro para o EXPCBouLAC.

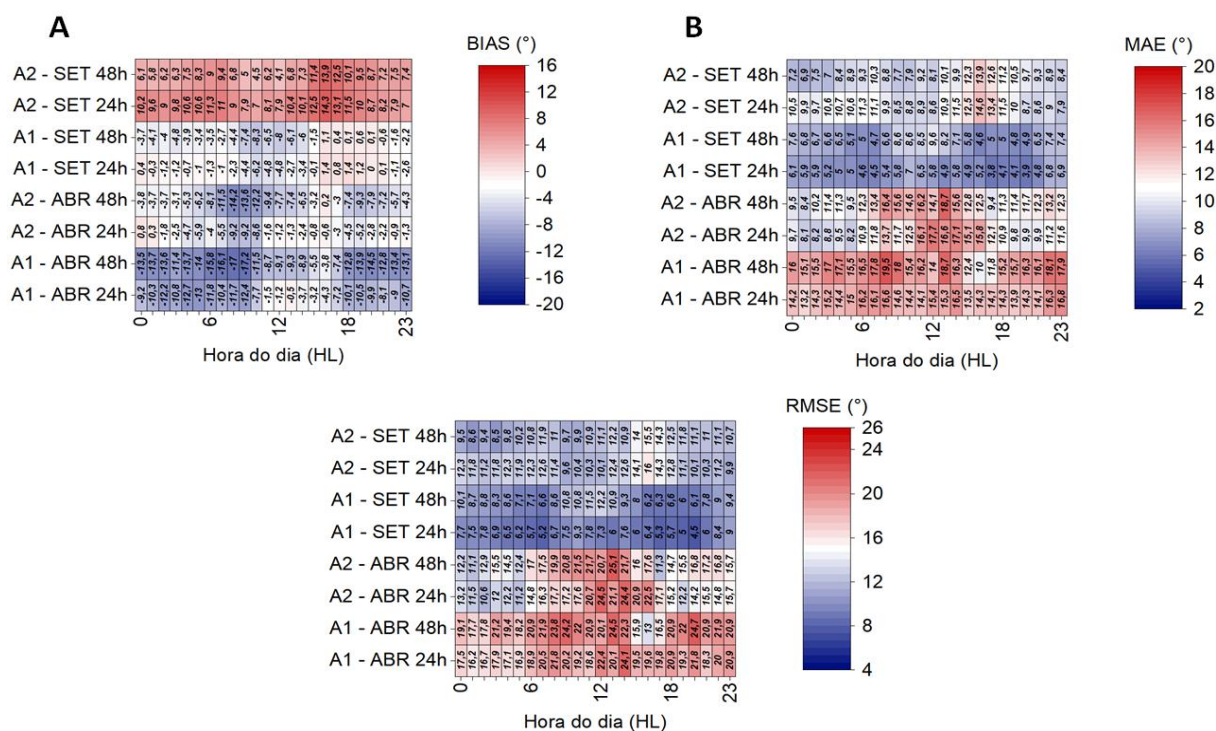


Figura 38 - Mapas de calor do BIAS (A), MAE (B) e RMSE (C) da evolução do ciclo diurno da direção do vento para o horizonte de 24 h e 48 h de previsão em A1 e A2 nos meses de abril e setembro para o EXPCACM2.

Para verificar se a previsão do vento é dependente da estabilidade atmosférica foram avaliadas diferentes condições de estabilidade estática durante o mês de abril e setembro para o EXPCBouLAC (Figuras 39A, 39B e 39C) e EXPCACM2 (Figuras 39D, 39E e 39F). A velocidade do vento é subestimada nas previsões do WRF para condições instáveis (com exceção para A1-SET 48h) e neutras (com exceção para A2-SET 24h) no EXPCBouLAC (Figura 39A), enquanto que para o EXPCACM2 o vento é superestimado para ambas condições de estabilidade (Figura 39D). O MAE foi notavelmente pior durante condições estáveis ( $1 \text{ m.s}^{-1} \leq \text{MAE} \leq 1,91 \text{ m.s}^{-1}$ ) e instáveis ( $1,21 \text{ m.s}^{-1} \leq \text{MAE} \leq 1,8 \text{ m.s}^{-1}$ ) no EXPCBouLAC (Figura 39B), enquanto que para o EXPCACM2 o MAE apresenta erros maiores apenas durante condições estáveis ( $1,7 \text{ m.s}^{-1} \leq \text{MAE} \leq 2,5 \text{ m.s}^{-1}$ ) (Figura 39E). O MAPE, entretanto, é notavelmente pior durante condições estáveis ( $19,35\% \leq \text{MAPE} \leq 62,03\%$ ), com desempenho ligeiramente melhor no EXPCBouLAC ( $12,7\% \leq \text{MAPE} \leq 41,7\%$ ) (Figura 39C). Para o mês de setembro o MAE e MAPE durante condições instáveis (EXPCACM2) apresentaram desempenho ligeiramente superior na previsão com horizonte de 48 h ( $1 \text{ m.s}^{-1} \leq \text{MAE} \leq 1,12 \text{ m.s}^{-1}$ ;  $10,24\% \leq \text{MAPE} \leq 11,27\%$ ) em relação



a previsão de 24 h ( $1,19 \text{ m.s}^{-1} \leq \text{MAE} \leq 1,32 \text{ m.s}^{-1}$ ;  $11,83\% \leq \text{MAPE} \leq 13,35\%$ ) (Figura 39F). Independente da classe de estabilidade atmosférica e horizonte de previsão, o MAE e MAPE apresentaram baixo desempenho no mês de abril em A1. Considerando apenas o BIAS e o MAE, o EXPCACM2 apresentou melhor desempenho durante condições instáveis, enquanto que considerando apenas o MAPE, o EXPCBouLAC foi melhor. Entretanto, para condições neutras e estáveis o EXPCBouLAC foi melhor que o EXPCACM2. O MAPE foi melhor durante condições instáveis para ambos EXPs. Esses resultados estão de acordo com os obtidos em Draxl et al. (2014), que observaram que para regiões de terreno plano o BIAS é fortemente dependente da estabilidade atmosférica, sendo que para condições instáveis os esquemas não-locais geralmente costumam apresentar melhor desempenho, enquanto que os esquemas locais para condições estáveis são melhores. Verificou-se ainda que para ambos períodos de estudo (abril e setembro) condições estáveis de estabilidade atmosférica foram dominantes na região dos parques eólicos.

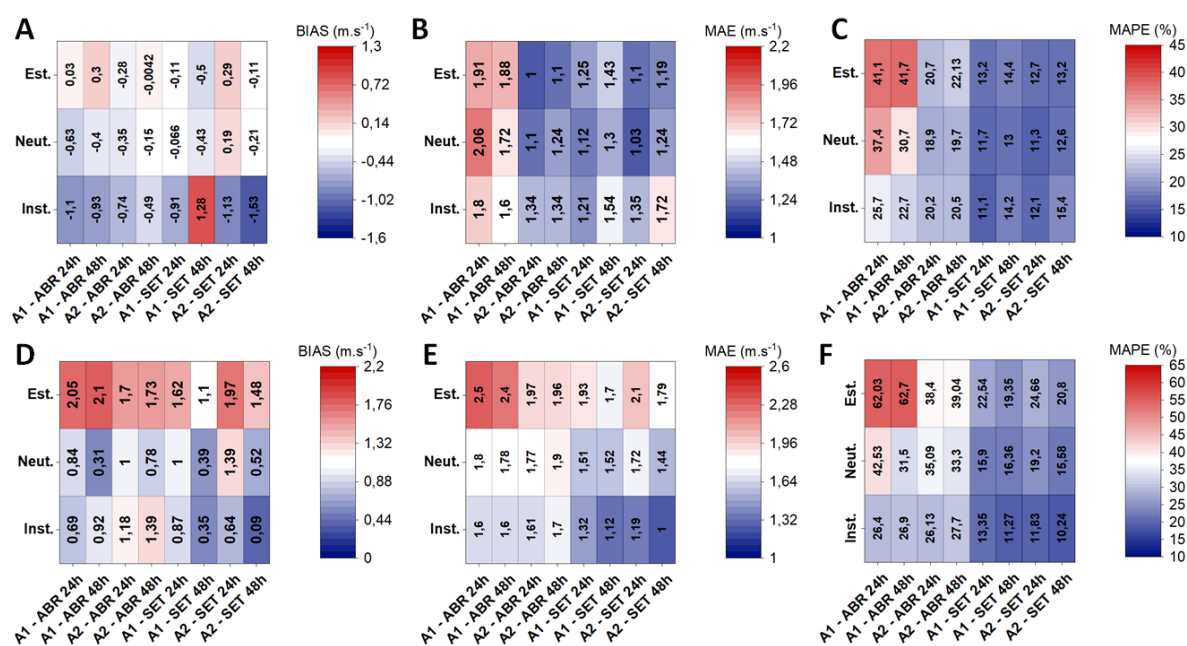


Figura 39 - Mapas de calor do BIAS, MAE e RMSE para diferentes classes de estabilidade atmosférica para o EXPCBouLAC (A, B e C) e para o EXPCACM2 (D, E e F). Sendo Est. (Estável), Neut. (Neutro) e Inst. (Instável).

A Figura 40 mostra o desempenho do EXPCBouLAC (Figuras 40A e 40B) e o EXPCACM2 (Figuras 40C e 40D) em função da velocidade do vento para as previsões

com horizontes de 24 e 48 h. Ambos os períodos de estudo (abril e setembro) foram divididos em horas com que a velocidade do vento é inferior e superior a  $6 \text{ m.s}^{-1}$  (abril) e  $9 \text{ m.s}^{-1}$  (setembro). Os limiares de  $6$  e  $9 \text{ m.s}^{-1}$  foram escolhidos devido a estes corresponderem aproximadamente a velocidade média do vento na região de estudo nos meses de abril e setembro, respectivamente. Conforme mostra a Figura 40A e 40C, para o mês de abril os valores do MAPE são muito melhores durante episódios de vento intenso ( $> 6 \text{ m.s}^{-1}$ ) ( $15,6\% - 23,2\%$ ) do que em episódios com ventos inferiores a  $6 \text{ m.s}^{-1}$  ( $24,9\% - 88,78\%$ ). Além disso, nota-se que há uma superestimação sistemática (Figuras 40B e 40D) para velocidades  $< 6 \text{ m.s}^{-1}$  ( $\text{BIAS} > 2 \text{ m.s}^{-1}$ ) pelo EXPCACM2. De acordo com Fernández-González et al. (2018) essa superestimação sistemática da velocidade do vento poderia estar associada a subestimação da perda por atrito nos níveis mais baixos da camada limite, causando superestimações sistemáticas da velocidade do vento em 95 m, especialmente durante episódios de ventos  $< 6 \text{ m.s}^{-1}$ . Na estação seca (setembro) o MAPE e BIAS para velocidades  $< 9 \text{ m.s}^{-1}$  apresentam melhor desempenho no EXPCBouLAC ( $13,53\% \leq \text{MAPE} \leq 14,84\%$ ;  $0,78 \text{ m.s}^{-1} \leq \text{BIAS} \leq 1 \text{ m.s}^{-1}$ ) do que no EXPCACM2 ( $26,4\% \leq \text{MAPE} \leq 33,96\%$ ;  $1,99 \text{ m.s}^{-1} \leq \text{BIAS} \leq 2,59 \text{ m.s}^{-1}$ ) (Figura 40), sendo a previsão com horizonte de 48 h ligeiramente superior que a de 24 h. Para velocidades  $> 9 \text{ m.s}^{-1}$  o desempenho entre os EXPs considerando o MAPE é semelhante, entretanto, considerando o BIAS, o EXPCBouLAC tende a subestimar a velocidade do vento ( $-1,4 \text{ m.s}^{-1} \leq \text{BIAS} \leq -0,9 \text{ m.s}^{-1}$ ) enquanto que o EXPCACM2 em menor magnitude, tende a superestimar ( $0,22 \text{ m.s}^{-1} \leq \text{BIAS} \leq 0,83 \text{ m.s}^{-1}$ ). O baixo desempenho da previsão do vento nos níveis mais baixos da CLP pode estar relacionado a falta de dados observacionais no terreno da região nos dados das condições iniciais e de contorno utilizados, resultando em condições iniciais irreais. Outro possível motivo pode ser explicado pela deficiência na representação da física pelas parametrizações de superfície aplicadas ao terreno da região de estudo, juntamente com o uso de teorias de similaridade inadequadas de camada superficial. Entretanto, não há evidências suficientes para apontar a causa exata por trás dos erros apresentados pelo modelo na presente dissertação.

Para a direção do vento (Figura 41) na estação chuvosa (abril) o MAPE também apresenta melhor desempenho durante episódios com velocidades  $> 6 \text{ m.s}^{-1}$  ( $8,3\% \leq \text{MAPE} \leq 10,82\%$ ) do que em episódios com velocidades  $< 6 \text{ m.s}^{-1}$  ( $12,68\% \leq \text{MAPE} \leq 19,6\%$ ), sendo os maiores erros no EXPCBouLAC (Figuras 41A e 41B). A direção do

vento durante o mês de abril tende a ser subestimada por ambos EXPs e horizontes de previsão. Na estação seca (setembro) o desempenho do MAPE é semelhante entre ambos EXPs, tanto para velocidades  $> 9 \text{ m.s}^{-1}$  como para velocidades  $< 9 \text{ m.s}^{-1}$ , sendo que em A2 ocorrem os maiores erros ( $10,97\% \leq \text{MAPE} \leq 14,26\%$ ) (Figuras 41A e 41C). A direção do vento é subestimada em A1 ( $-5,3^\circ \leq \text{BIAS} \leq -0,77^\circ$ ) e superestimada em A2 ( $5,43^\circ \leq \text{BIAS} \leq 9,84^\circ$ ) (Figuras 41B e 41D). A velocidade assim como a direção do vento em um local é altamente dependente da topografia local e as condições meteorológicas de tempo vigentes, não existindo um único EXP com uma combinação de parametrizações ótima para todos os casos. Entretanto, para a direção do vento verificou-se que o EXPCACM2 teve desempenho ligeiramente melhor que o EXPCBouLAC durante a estação chuvosa (abril), período em que tanto a velocidade como a direção do vento tendem a apresentar maior variação na região de estudo.

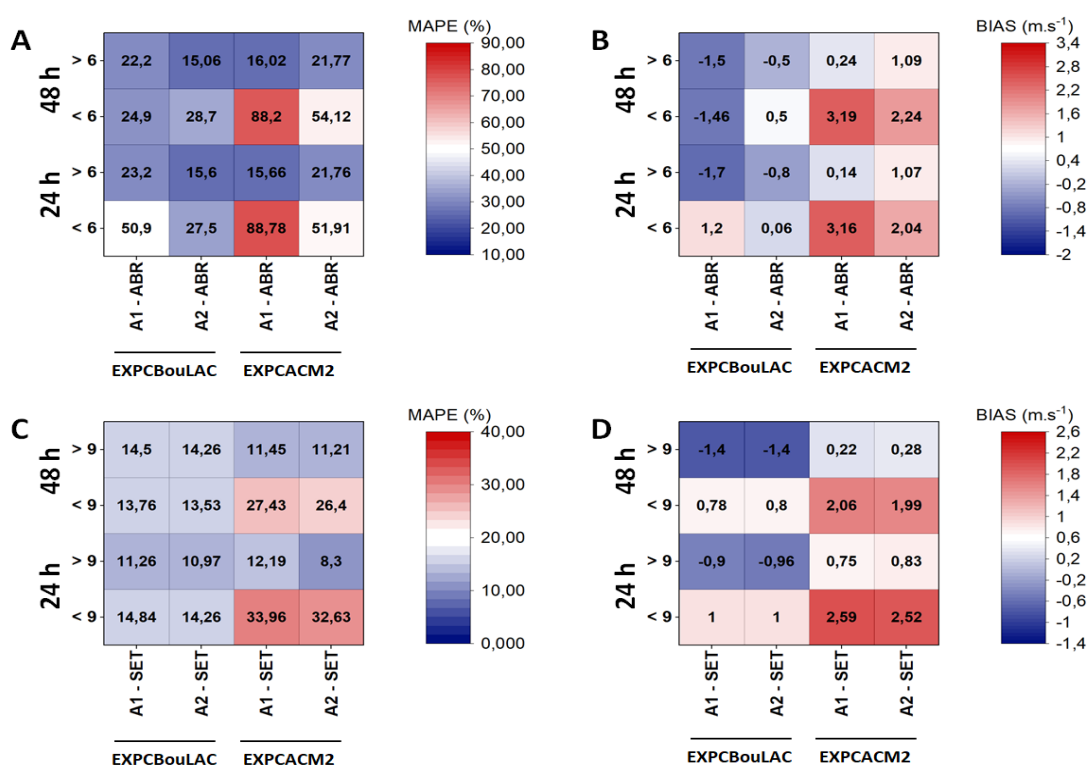


Figura 40 - Mapas de calor do MAPE e BIAS para velocidades do vento maiores e menores que  $6 \text{ m.s}^{-1}$  ( $9 \text{ m.s}^{-1}$ ) no mês de abril (setembro) para o EXPCBouLAC (A e B) e para o EXPCACM2 (C e D).

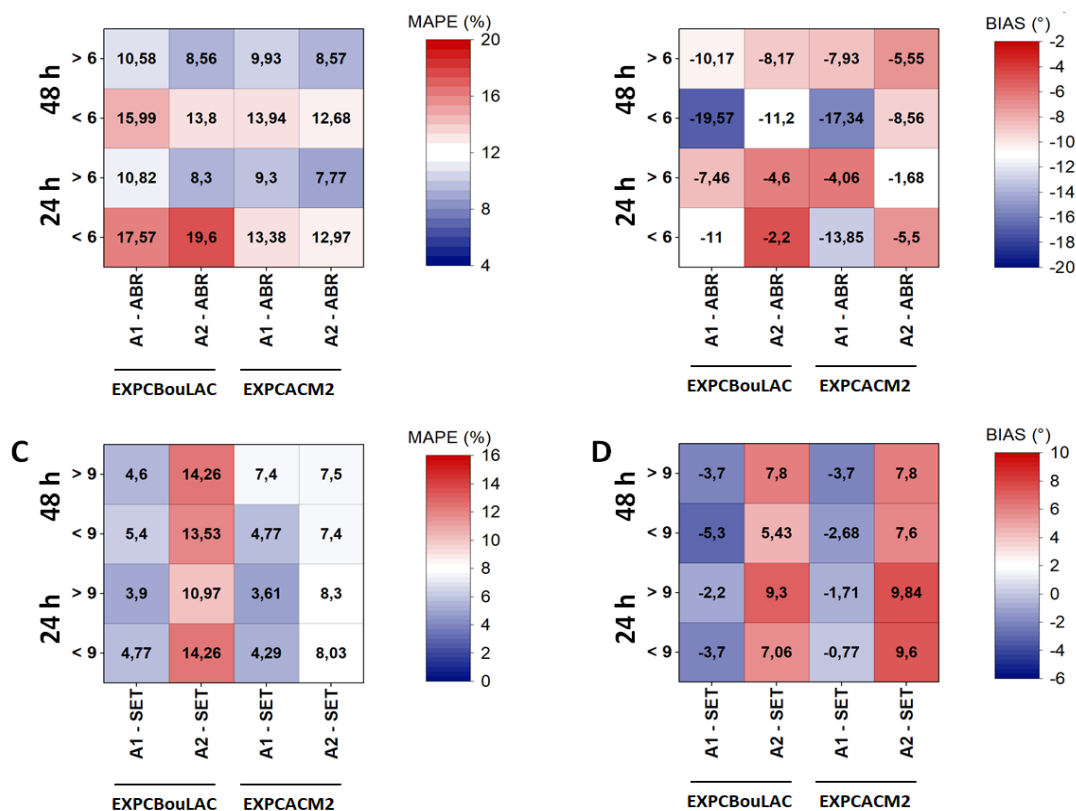


Figura 41 - Mapas de calor do MAPE e BIAS para a direção do vento (°) durante velocidades maiores e menores que 6 m.s<sup>-1</sup> (9 m.s<sup>-1</sup>) no mês de abril (setembro) para o EXPCBouLAC (A e B) e para o EXPCACM2 (C e D).

#### 4.7 Previsão da Densidade de Potência e Energia Eólica

As Figuras 42 e 43 apresentam o comportamento diário da densidade de potência observada e a prevista para os horizontes de 24 e 48 h de previsão nos meses de abril e setembro para o EXPCBouLAC (Figura 42) e EXPCACM2 (Figura 43). A densidade de potência prevista em abril é melhor representada pelo EXPCBouLAC, sendo superestimada praticamente durante toda a série diária pelo EXPCACM2. O maior valor observado em abril da  $D_p$  ocorre no dia 8 (~ 330,5 W.m<sup>-2</sup>), sendo de 279,1 W.m<sup>-2</sup> e 271,2 W.m<sup>-2</sup> para as previsões com horizonte de 24 e 48 h (EXPCBouLAC), respectivamente. A previsão da  $D_p$  em A1 no EXPCBouLAC tende a ser ligeiramente subestimada na primeira quinzena de abril e superestimada na segunda, enquanto que em A2 oscila entre períodos de subestimação (superestimação). A  $D_p$  média para o mês de abril é de 215 W.m<sup>-2</sup>, sendo aproximadamente de 157 W.m<sup>-2</sup> (167 W.m<sup>-2</sup>) no EXPCBouLAC e de 340 W.m<sup>-2</sup> (350 W.m<sup>-2</sup>) no EXPCACM2 para os horizontes de 24 h (48 h), respectivamente. Na estação



seca (setembro) nota-se que o EXPCBouLAC subestima sistematicamente a  $D_p$  ao longo do mês, principalmente durante a ocorrência dos picos máximos de  $D_p$  (Figura 42), enquanto que no EXPCACM2 estes mesmos picos são superestimados. A  $D_p$  média em setembro é de aproximadamente  $690 \text{ W.m}^{-2}$ , sendo de  $578 \text{ W.m}^{-2}$  ( $520 \text{ W.m}^{-2}$ ) no EXPCBouLAC e de  $955 \text{ W.m}^{-2}$  ( $830 \text{ W.m}^{-2}$ ) no EXPCACM2 nos horizontes de 24 h e 48 h de previsão, respectivamente. Nota-se que para ambos períodos de estudo as previsões para a  $D_p$  no EXPCBouLAC acompanham o comportamento das observações, com diferenças de aproximadamente  $60 \text{ W.m}^{-2}$  na estação chuvosa (abril) e superior a  $100 \text{ W.m}^{-2}$  na estação seca (setembro), enquanto que no EXPCACM2 essas diferenças superam os  $120 \text{ W.m}^{-2}$  (abril) e  $200 \text{ W.m}^{-2}$  (setembro).

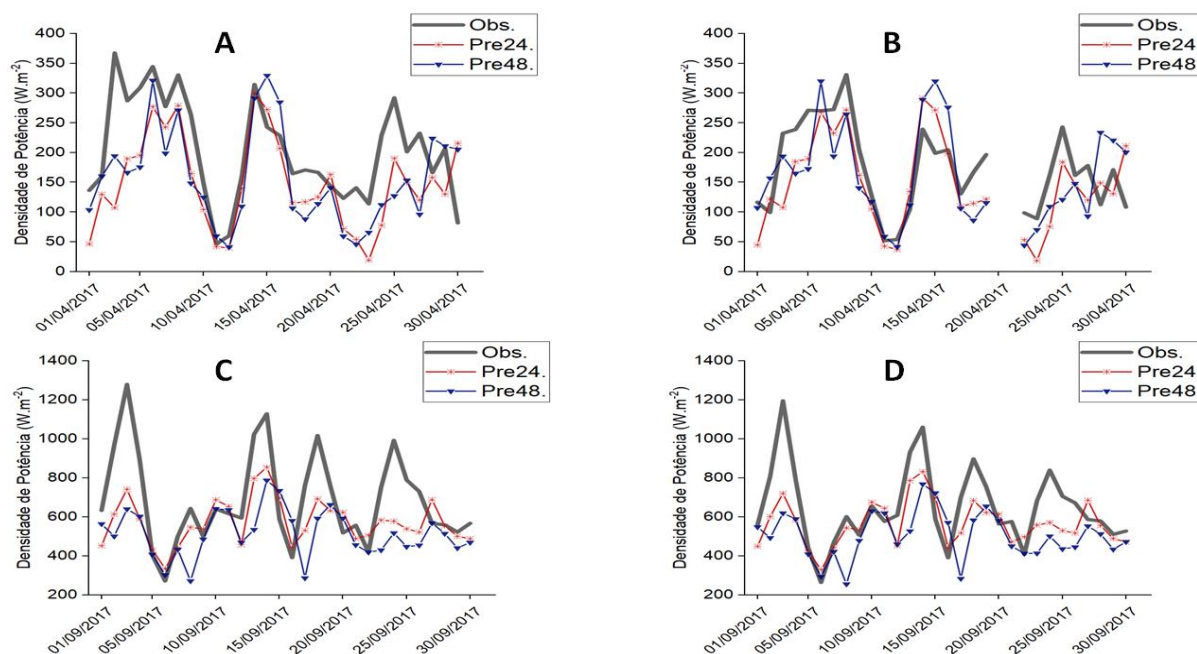


Figura 42 - Comparação da série diária da densidade de potência prevista para o período de 24 h (linha vermelha) e 48 h (linha azul) de previsão e observada (linha escura) a 95 m para o mês de abril em A1 (A) e A2 (B) e setembro em A1 (C) e A2 (D) para o EXPCBouLAC.

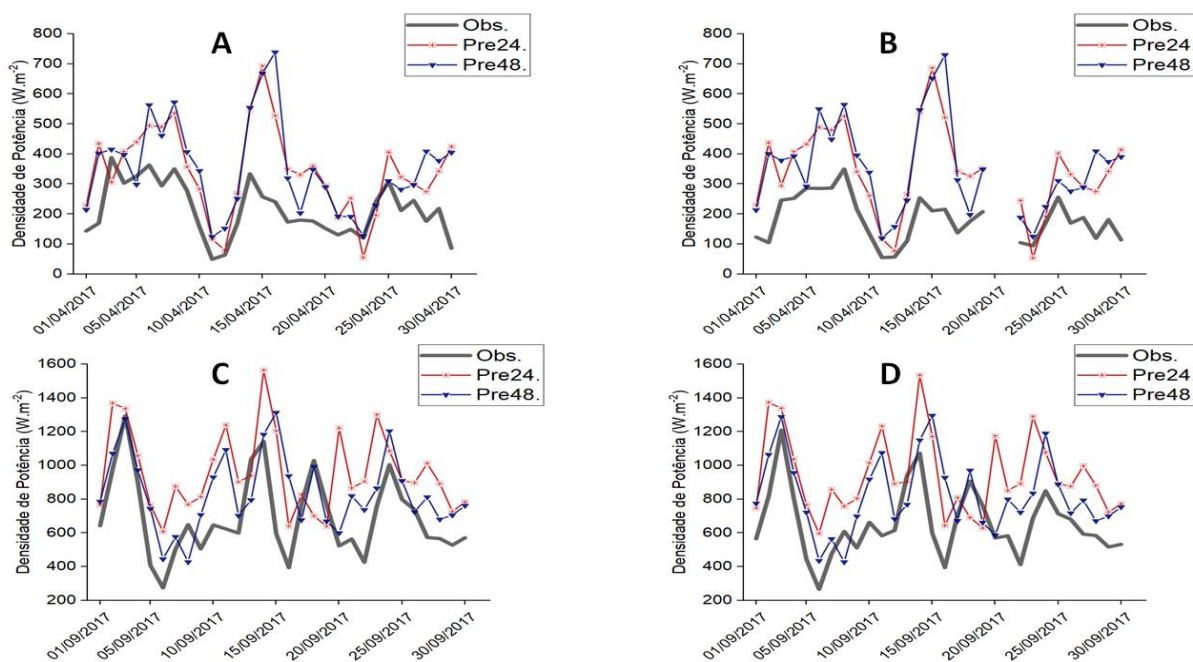


Figura 43 - Comparação da série diária da densidade de potência prevista para o período de 24 h (linha vermelha) e 48 h (linha azul) de previsão e observada (linha escura) a 95 m para o mês de abril em A1 (A) e A2 (B) e setembro em A1 (C) e A2 (D) para o EXPCACM2.

As Figuras 44 e 45 apresentam o desempenho do modelo para a previsão diária da geração eólica, enquanto que as Figuras 46 e 47 referem-se as previsões horárias para os meses de abril e setembro, com o resultado dos índices NMAE e NRMSE para avaliação de desempenho. A geração eólica é subestimada pelo EXPCBouLAC (Figura 44) e superestimada pelo EXPCACM2 (Figura 45). Nota-se que em abril o EXPCBouLAC apresenta erros sistemáticos de fase, enquanto que em setembro as maiores diferenças ocorrem durante os picos máximos de geração eólica (Figura 46). Os erros de fase na estação chuvosa são maiores no EXPCACM2 (Figuras 45 e 47), enquanto que na estação seca os períodos do dia de baixa produtividade na geração eólica são superestimados (Figura 47). Os erros NMAE e NRMSE são maiores na estação chuvosa e crescem conforme o horizonte de previsão aumenta, especialmente no EXPCACM2 (Figura 47). Na estação seca a geração eólica é melhor prevista nos horizontes de 24 h (48 h) de previsão no EXPCBouLAC (EXPCACM2). O desempenho das métricas NMAE e NRMSE em abril variam, respectivamente, de 12,6-21,8% e 17,3-26,9% no EXPCBouLAC (Figura 46) e de 27,1-29,4% e 33,8-37,5% no EXPCACM2 (Figura 47). Nota-se que ambos EXPs nesta estação apresentam os maiores (menores) erros em A1 (A2). Na estação seca os erros NAME e NRMSE são reduzidos em aproximadamente 10% no EXPCBouLAC e 15% no EXPCACM2.

Embora nesta estação exista uma degradação no desempenho da previsão conforme aumenta o horizonte de previsão (EXPCBouLAC), a diferença de desempenho considerando NAME e NRMSE para o horizonte de previsão de 24 h versus 48 h nos dois EXPs não chega a 5%. Verificou-se que para ambos períodos de estudo (abril e setembro) a geração eólica foi melhor prevista pelo EXPCBouLAC. O melhor desempenho do EXPCBouLac pode estar associado ao fechamento de turbulência local para condições estáveis de estabilidade atmosférica que são dominantes em ambos períodos de estudo na região dos parques eólicos e costumam ter melhor desempenho na formulação deste tipo de esquema.

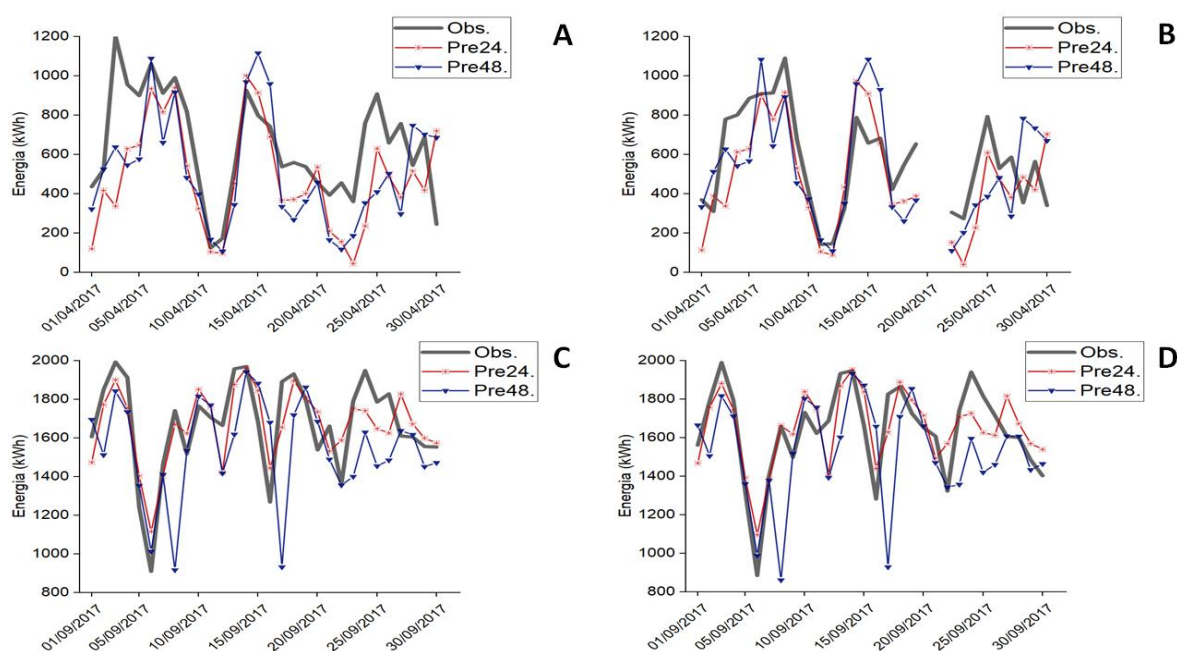


Figura 44 - Comparação da série diária da energia eólica (kWh) prevista para o período de 24 h (linha vermelha) e 48 h (linha azul) de previsão e observada (linha escura) a 95 m para o mês de abril em A1 (A) e A2 (B) e setembro em A1 (C) e A2 (D) para o EXPCBouLAC.

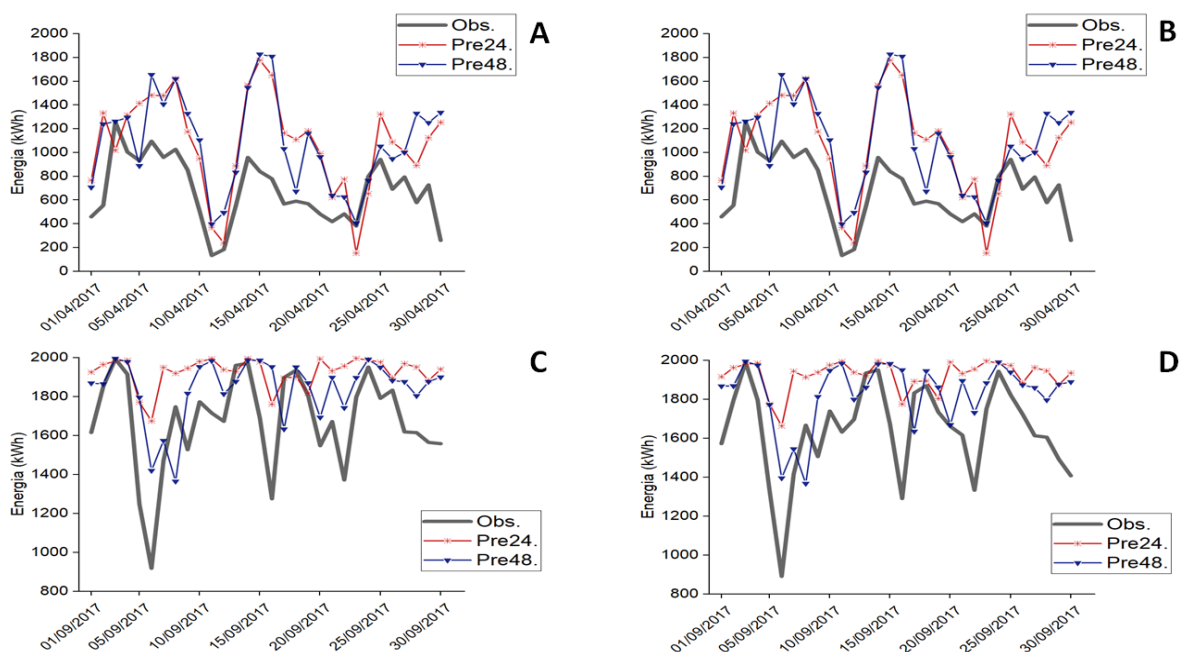


Figura 45 - Comparação da série diária da energia eólica (kWh) prevista para o período de 24 h (linha vermelha) e 48 h (linha azul) de previsão e observada (linha escura) a 95 m para o mês de abril em A1 (A) e A2 (B) e setembro em A1 (C) e A2 (D) para o EXPCACM2.

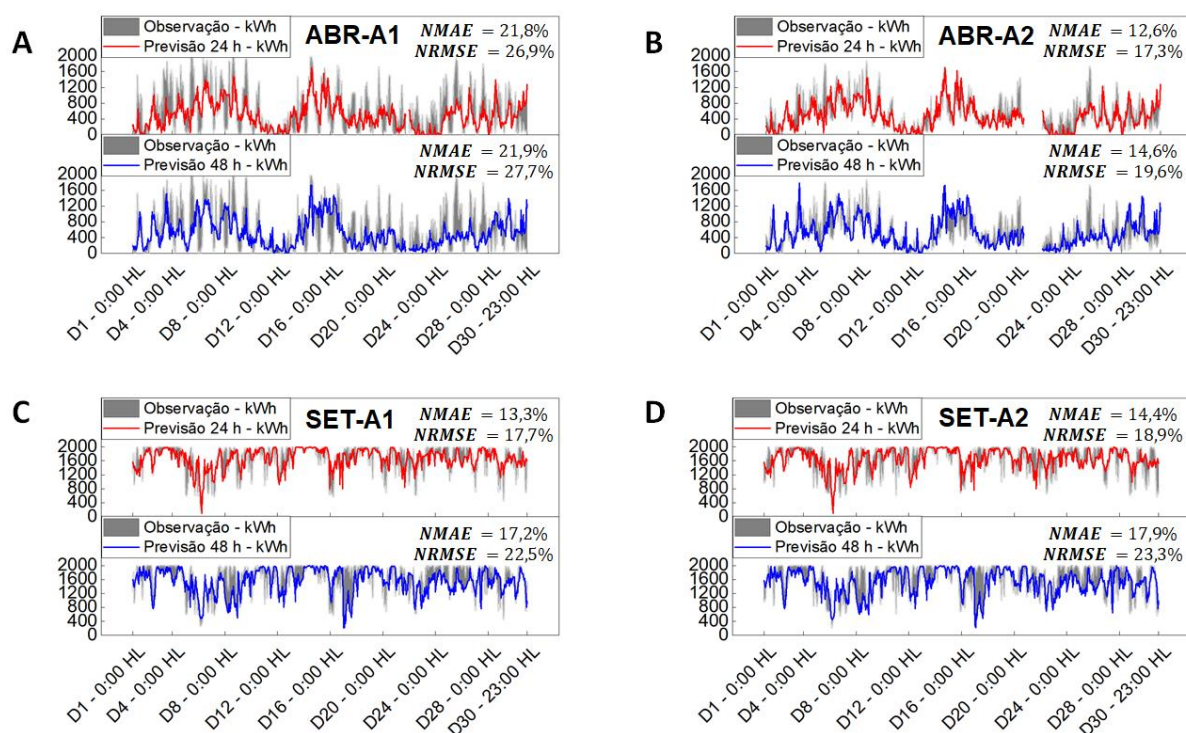


Figura 46 - Previsão horária da geração eólica (kWh) para o horizonte de 24 h e 48 h de previsão em Abril-A1 (A); Abril-A2 (B); Setembro-A1 (C) e Setembro-A2 (D) para o EXPCBouLAC. O desempenho de cada horizonte de previsão é avaliado pelos índices NMAE e NRMSE.



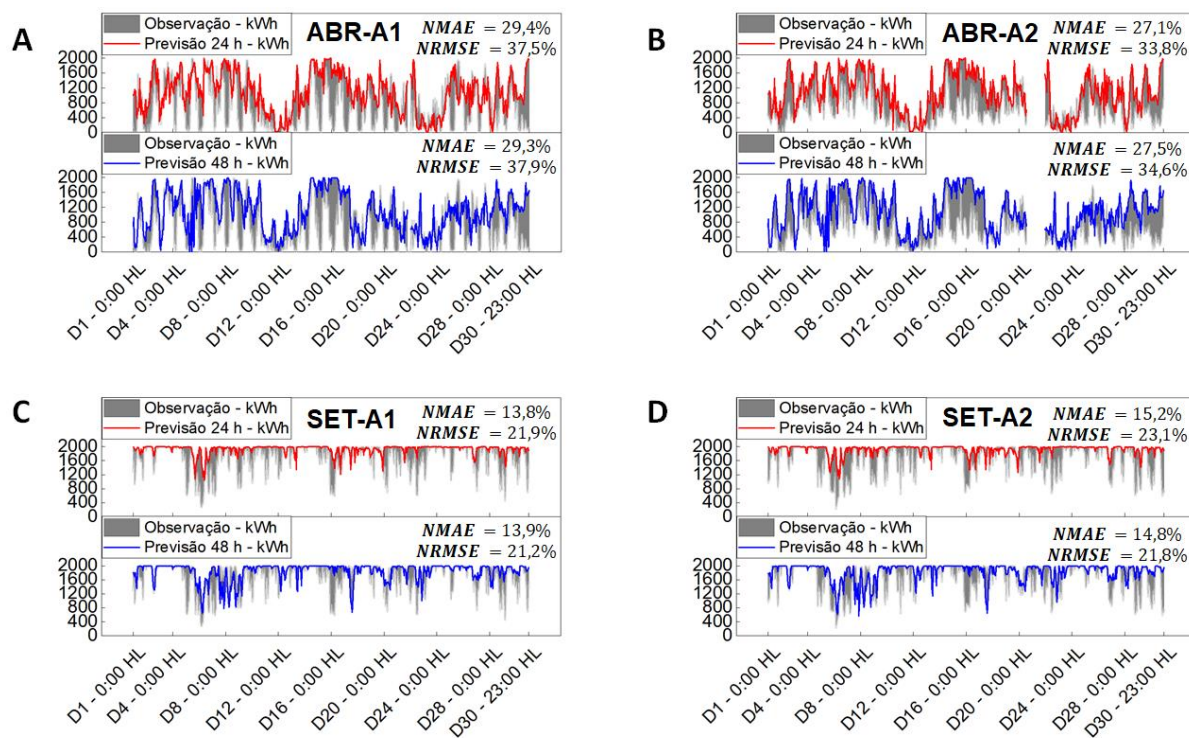


Figura 47 - Previsão horária da geração eólica (kWh) para o horizonte de 24 h e 48 h de previsão em Abril-A1 (A); Abril-A2 (B); Setembro-A1 (C) e Setembro-A2 (D) para o EXPCACM2. O desempenho de cada horizonte de previsão é avaliado pelos índices NMAE e NRMSE.

## 5 CONCLUSÕES

Na presente dissertação a análise e previsão do comportamento do vento a 95 m de altura medidos por duas torres anemométricas em dois parques eólicos na cidade de Parazinho-RN foi avaliada. Testes de sensibilidade e a comparação de duas configurações ótimas físicas do modelo WRF foram realizados com o objetivo de avaliar o desempenho da previsão do vento e a geração eólica associada durante dois períodos representativos das estações seca (setembro) e chuvosa (abril) da região de estudo.

Os resultados mostram que a velocidade média anual do vento em A1 e A2 a 95 m de altura é superior a  $7,5 \text{ m.s}^{-1}$ , chegando a valores  $\geq 8,7 \text{ m.s}^{-1}$  durante a primavera. Os valores médios mensais da velocidade do vento são maiores em setembro ( $\geq 9,7 \text{ m.s}^{-1}$ ), enquanto que os menores valores variam entre  $6,3$  e  $6,4 \text{ m.s}^{-1}$  em A1 e entre  $5,8$  e  $6,3 \text{ m.s}^{-1}$  em A2, durante o outono. A média sazonal das velocidades máximas e mínimas apresentam os maiores valores no inverno e primavera, respectivamente, e os menores valores no outono. Para o ciclo diurno, a maioria dos valores mais intensos observados em A1 e A2 encontram-se nos horários diurnos entre 10:00 e 17:00 HL, sendo que os picos máximos em sua maioria ocorrem no mês de setembro. A direção do vento na região de estudo varia de leste a sul, com predominâncias das direções leste e sudeste, em cerca de 80% do tempo, o que já fora observado em outros estudos para regiões próximas no NEB. A pouca variabilidade da direção do vento torna a cidade de Parazinho um local favorável para a instalação de aerogeradores, uma vez que os rotores das turbinas eólicas podem desgastar mais rapidamente em locais que apresentem muita variação da direção do vento.

Os resultados obtidos a partir da distribuição de Weibull mostraram uma ligeira variabilidade sazonal entre os trimestres Fev-Mar-Abr e Ago-Set-Out para o ano de 2017. Durante os trimestres que correspondem ao verão e outono, as distribuições estão mais concentradas em torno de 6,5 e 7 m.s<sup>-1</sup>, enquanto que para o inverno e a primavera, com exceção do mês de junho, as distribuições estão mais concentradas em torno de velocidades  $\geq 8$  m.s<sup>-1</sup>. Os parâmetros de forma e escala em A1 e A2 tem os seus valores máximos nos meses de agosto e setembro, e mínimos variando durante o trimestre MAM. Em geral, observa-se uma tendência decrescente do parâmetro de forma de janeiro a junho e, em sequência, uma tendência crescente a partir de julho. As distribuições indicam que há menor (maior) probabilidade de velocidades menores (maiores) do vento ocorrerem entre os meses de março e maio (julho e setembro), o que implica em uma produção de energia eólica baixa (alta) nesses meses, respectivamente. A configuração de um episódio de La Niña de fraca intensidade que se iniciou no trimestre set-out-nov simultaneamente com o Dipolo positivo no Atlântico pode ter influenciado na intensificação dos ventos sobre o NEB no ano de 2017.

Os ventos extremos que correspondem aos percentis superior e inferior da série em A1 coincidem com os mesmos meses em que a velocidade média do vento tem os seus valores máximos e mínimos, exceto em A2, onde os percentis superiores (p95% e p99%) são maiores no mês de julho. Os valores elevados e constantes da velocidade do vento ao longo do período estudado neste trabalho indicam que a região de Parazinho apresenta grande viabilidade para geração de energia eólica.

A sensibilidade da previsão do vento pelo modelo WRF ao uso de diferentes parametrizações de CLP (11), microfísica (9), superfície (4), cumulus (5) e radiação (3) permitiram definir quais esquemas referente a cada processo físico é capaz de reproduzir as previsões mais próximas das observações. As previsões determinísticas que apresentaram os melhores resultados foram as com os esquemas BouLAC e ACM2 (CLP), Thompson (microfísica), Pleim-Xiu (superfície), New Goddard (radiação) e Betts-Miller (Cumulus). A previsão do vento se mostrou altamente sensível aos EXPs de CLP em relação aos demais esquemas. Entre os dois EXPs avaliados, as previsões do EXPCBouLAC foi a que apresentou melhor acurácia de acordo com a análise de desempenho dos índices estatísticos utilizados, principalmente nas estimativas da produção eólica.

Os resultados mostram que as melhores previsões apresentam erros médios absolutos inferiores a  $2 \text{ m.s}^{-1}$ . Os erros apresentam um ciclo sazonal, sendo o pico na estação chuvosa (abril) com valor de  $1,88 \text{ m.s}^{-1}$  (EXPCBouLAC) e  $2,1 \text{ m.s}^{-1}$  (EXPCACM2), diminuindo na estação seca (setembro) com valores de  $1,22 \text{ m.s}^{-1}$  (EXPCBouLAC) e  $1,7 \text{ m.s}^{-1}$  (EXPCACM2). O MAPE em abril alcança um valor máximo de aproximadamente 36% no EXPCBouLAC e supera os 43% no EXPCACM2, enquanto que em setembro para ambos EXPs esses valores são inferiores a 22%. Verificou-se ainda que o MAPE é aproximadamente 10% maior em A1 na estação chuvosa. Com respeito ao ciclo diurno, verificou-se que os erros MAE e RMSE no EXPCBouLAC são maiores durante a ocorrência dos picos máximos de velocidade entre as 8:00 e 10:00 HL, enquanto que no EXPCACM2 os maiores erros ocorrem no período noturno (entre 23:00 e 6:00 HL).

Observou-se também que o desempenho das previsões é dependente da intensidade do vento. Nota-se uma redução significativa nos valores do MAPE em episódios de vento intenso (que estão acima da média) em ambos períodos de estudo (abril e setembro). Na estação chuvosa há um ganho de desempenho de aproximadamente 30% na previsão de velocidades  $< 6 \text{ m.s}^{-1}$  pelo EXPCBouLAC em relação ao EXPCACM2. Os resultados sugerem que a acurácia das previsões para ambos limiares de velocidade é maior na estação seca, período em que a atuação de forçantes sinóticas (ZCIT, por exemplo) é ausente.

É importante destacar que o tipo da estabilidade atmosférica alterou consideravelmente o desempenho do modelo. Considerando as medidas BIAS e MAE o EXPCBouLAC teve melhor desempenho durante condições estáveis e neutras, enquanto que o EXPCACM2 foi melhor durante condições instáveis. Os maiores erros considerando o MAPE ocorrem durante condições estáveis para ambos EXPs, principalmente durante a estação chuvosa no sitio A1. Verificou-se ainda que condições estáveis de estabilidade atmosférica foram dominantes no período de estudo na região dos parques eólicos.

A previsão da  $D_p$  para o mês de abril e setembro é ligeiramente subestimada pelo EXPCBouLAC, com diferenças inferiores a  $120 \text{ W.m}^{-2}$  considerando ambos horizontes de previsão. No EXPCACM2 essa diferença é significativamente maior, sendo a  $D_p$  média superestimada em mais de  $200 \text{ W.m}^{-2}$  no mês de setembro. Com



respeito a geração eólica, para o EXPCBouLAC o NAME e NRMSE médio no mês de abril variam de 12,6% - 21,8% e 17,3 - 26,9%, oscilando entre 27,1% - 29,4% e 33,8% - 37,9% no EXPCACM2. Na estação seca (setembro) o desempenho das previsões da geração eólica é significativamente melhor, com erros NMAE e NRMSE inferiores a 15% e 24%, respectivamente. A combinação de parametrizações físicas com o esquema local BouLAC apresentou desempenho superior ao esquema híbrido ACM2, que geralmente costuma ser utilizado com maior frequência na literatura para previsões com o WRF no nordeste do Brasil.

Concluiu-se que os resultados apresentados na presente dissertação demonstraram que o modelo WRF é capaz de prever satisfatoriamente o comportamento do vento na região estudada e uma ótima ferramenta de previsão a ser utilizada no setor da indústria eólica. Por fim, sugere-se que uma combinação de experimentos utilizando o esquema BouLAC de camada limite planetária para avaliar e comparar recursos eólicos em outros locais do NEB seja testado em trabalhos futuros.

## REFERÊNCIAS

ABEEólica, Associação Brasileira de Energia Eólica. 2018. Disponível em: <[http://abeeolica.org.br/2018/?post\\_type=docs&tax=dados-abeeolica](http://abeeolica.org.br/2018/?post_type=docs&tax=dados-abeeolica)>. Acesso em: 12 jan. 2019.

ABEEólica, Associação Brasileira de Energia Eólica. 2019. infoVento 11. Disponível em: <[abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2019/05/Infovento-11\\_PT.pdf](http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2019/05/Infovento-11_PT.pdf)>. Acesso em: 30 mai. 2019.

ABRACEEL, Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia. 2018. Disponível em: <[abraceel.com.br/archives/doc/11-12-2018\\_-\\_Estudo\\_Abraceel\\_Abertura\\_2018.pdf](http://abraceel.com.br/archives/doc/11-12-2018_-_Estudo_Abraceel_Abertura_2018.pdf)>. Acesso em: 10 jan. 2019.

AHRENS, C. Donald. **Essentials of meteorology**: An invitation to the atmosphere. 3.ed. Belmont: Thomson Brooks/Cole, 2000. 463 p.

ALCÂNTARA, C. R.; SOUZA, E. P. Uma teoria termodinâmica para brisas: testes utilizando simulações numéricas. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 23, n. 1, p. 1-11, 2008.

Amarante, Odilon A. Camargo et al. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. Brasília: Ministério de Minas e Energia Energia / Eletrobrás / CEPEL / Cresesb, 2001. 45 p.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. 2019. Banco de Informações de Geração - BIG. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/GeracaoTipoFase.asp>>. Acesso em: 15 mar. 2019.

BAILEY, B. H. et al. **Wind resource assessment handbook – Fundamentals for conducting a successful monitoring program**. New York: National Renewable Energy Laboratory, 1997. 88 p.

BALZARINI, A. et al. Sensitivity analysis of PBL schemes by comparing WRF model and experimental data. **Geoscientific Model Development Discussions**, v. 7, n. 5, p. 6133-6171, 2014.

BASTOS, C.; FERREIRA, N. Análise Climatológica da Alta Subtropical do Atlântico Sul, 11, 2000, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: CBMET, 2000. p. 612-619.

BETZ, Albert. **Wind Energie und ihre Ausnutzung durch Windmhlen**. 2.ed. Gttingen: Vandenhoeck and Ruprecht, 1926. 64 p.

BISSOLI, N. et al. Avaliação das opções de microfísica do modelo WRF no estado da Bahia. In: Congresso Nacional de Engenharia Mecânica, 10., 2018, Salvador. **Anais...** Salvador: ABCM, 2018. [S.l.].

BORGE, R. et al. A comprehensive sensitivity analysis of the WRF model for air quality applications over the Iberian Peninsula. **Atmospheric Environment**, v. 42, n. 37, p. 8560-8574, 2008.

BRASIL. Decreto nº 5.025, de 30 de mar. de 2004. **Regulamenta o inciso e os 1º, 2º, 3º, 4º e 5º do art. 3º da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, no que dispõem sobre o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, primeira etapa, e dá outras providências**, Brasília, DF, mar. 2004.

BRASIL. Lei nº 10.438, de 26 de abr. de 2002. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica, dá nova redação às Leis nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, nº 9.648, de 27 de maio de 1998, nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 5.655, de 20 de maio de 1971, nº 5.899, de 5 de julho de 1973, no 9.991, de 24 de julho de 2000, e dá outras providências, Brasília, DF, abr. 2002.

CARVALHO, D. et al. Sensitivity of the WRF model wind simulation and wind energy production estimates to planetary boundary layer parameterizations for onshore and offshore areas in the Iberian Peninsula, **Applied Energy**, v. 135, p. 234-246, 2014.

CARVALHO, D.; ROCHA, A.; GÓMEZ-GESTEIRA, M. A sensitivity study of the WRF model in wind simulation for an area of high wind energy. **Environmental Modelling & Software**, v. 33, p. 23-34, 2012.

CARVALHO, David João da Silva. **Optimização do modelo numérico de previsão do tempo WRF no contexto de previsão e produção de energia eólica**. 2009. 60 f. Dissertação (Mestrado em Meteorologia e Oceanografia Física) - Universidade de Aveiro, Aveiro, 2009.

CARVALHO, M. A. V.; ABRUNHOSA, M. L.; LOPES, J. R. O. **Manual de instalação, compilação e execução do modelo de mesoescala WRF no ICEA (Versão 3.4.1)**. Nota Técnica - 52 p, 2013. Disponível em: <<http://pesquisa.icea.gov.br/climatologia/artigos/InstalacaoWRF.pdf>>. Acesso em: 27 dez. 2018.

CDAO, Climate-data.org. 2019. Clima: Parazinho-RN. Disponível em: <<https://pt.climate-data.org/america-do-sul/brasil/rio-grande-do-norte/parazinho-880410/>> Acesso em: 10 fev. 2019.

CEPEL, Centro de Pesquisa em Energia Elétrica. 2011. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro 2011. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/>>. Acesso em: 12 fev. 2019.

CHANG, T. P. Performance comparison of six numerical methods in estimating Weibull parameters for wind energy application. **Applied Energy**, v. 88, n. 1, p. 272-282, 2011.

CHANG, W. A Literature Review of Wind Forecasting Methods. **Journal of Power and Energy Engineering**, v. 02, n. 04, p. 161-168, 2014.

COLLIER, Daniel Augusto Figueirêdo. **Modelagem e controle de retificadores PWM trifásicos conectados a geradores síncronos a ímãs permanentes em sistemas de conversão de energia eólica**. 2011. 378 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Catarina, Santa Catarina, 2011.

COSTA ROCHA, P. A. et al. Comparison of seven numerical methods for determining Weibull parameters for wind energy generation in the northeast region of Brazil. **Applied Energy**, v. 89, n. 1, p. 395-400, 2012.

COSTA, A. et al. A review on the young history of the wind power short-term prediction. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 12, n. 6, p. 1725-1744, 2008.

CUCHIARA, G. C. et al. Intercomparison of planetary boundary layer parameterization and its impacts on surface ozone concentration in the WRF/Chem model for a case study in Houston/Texas. **Atmospheric Environment**, v. 96, p. 175-185, 2014.

DEPPE, A. J.; GALLUS, W.; TAKLE, E. S. A WRF Ensemble for Improved Wind Speed Forecasts at Turbine Height. **Weather and Forecasting**, v. 28, n. 1, p. 212-228, 2013.

DEVORE, Jay L. **Probabilidade e estatística para engenharia e ciências**. 2.ed. São Paulo: Cengage Learning, 2014. 712 p.

DINIZ, M. T. M.; PEREIRA, V. H. C. CLIMATOLOGIA DO ESTADO DO RIO GRANDE DO NORTE, BRASIL: SISTEMAS ATMOSFÉRICOS ATUANTES E MAPEAMENTO DE TIPOS DE CLIMA, **Boletim Goiano de Geografia**, v. 35, n. 3, p. 488-506, 2015.

DRAXL, C. et al. winds and vertical wind shear from Weather Research and Forecasting model forecasts using seven planetary boundary layer schemes, **Wind Energy**, v. 17, p. 39-55, 2014.

DUDHIA, J. Numerical Study of Convection Observed during the Winter Monsoon Experiment Using a Mesoscale Two-Dimensional Model. **Journal of the Atmospheric Sciences**, v. 46, n. 20, p. 3077-3107, 1989.

DZEBRE, D. E. K. et al. A sensitivity study of Surface Wind simulations over Coastal Ghana to selected Time Control and Nudging options in the Weather Research and Forecasting Model, **Heliyon**, v. 5, n. 3, p. e01385, 2019.

Eletrobras, Eletrobras - Centrais Elétricas Brasileiras S.A. 2017. Relatório Anual - 2017. Disponível em:  
<[https://eletrobras.com/pt/SobreaEletrobras/Relatorio\\_Anual\\_Sustentabilidade/2017/Relatorio-Anual-Eletrobras-2017.pdf](https://eletrobras.com/pt/SobreaEletrobras/Relatorio_Anual_Sustentabilidade/2017/Relatorio-Anual-Eletrobras-2017.pdf)>. Acesso em: 10 jan. 2019.

EPE, Empresa de Pesquisa Energética. 2018. Participação de Empreendimentos Eólicos Nos Leilões de Energia no Brasil. Disponível em:  
<[http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-251/topico-394/NT\\_EPE-DEE-NT-041\\_2018-r0.pdf](http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-251/topico-394/NT_EPE-DEE-NT-041_2018-r0.pdf)>. Acesso em: 10 dez. 2018.

FERREIRA, A. G.; MELLO, N. G. S. Principais sistemas atmosféricos atuantes sobre a região nordeste do Brasil e a influência dos oceanos pacífico e atlântico no clima da região. **Revista Brasileira de Climatologia**, v. 1, n.1, [S.l.], 2005.

FERNÁNDEZ-GONZÁLEZ, S; MARTÍN, M. L.; GARCÍA-ORTEGA, E.; et al. Sensitivity analysis of the WRF model: Wind-resource assessment for complex terrain. **Journal of Applied Meteorology and Climatology**, v. 57, n. 3, p. 733-753, 2018.

FITCH, A. C. et al. Local and Mesoscale Impacts of Wind Farms as Parameterized in a Mesoscale NWP Model. **Monthly Weather Review**, v. 140, n. 9, p. 3017-3038, 2012.

FOKEN, Thomas. **Micrometeorology**. 1.ed. Berlim: Springer, 2008. 308 p.

FOLEY, A. M. et al. Current methods and advances in forecasting of wind power generation. **Renewable Energy**, v. 37, n. 1, p. 1-8, 2012.

FUNCEME, Fundação Cearense de Meteorologia e Recursos Hídricos. 2019. Disponível em: <<http://www.funceme.br>>. Acesso em: 20 abr. 2019.

GALLEGO, C. et al. Influence of local wind speed and direction on wind power dynamics - Application to offshore very short-term forecasting. **Applied Energy**, v. 88, n. 11, p. 4087-4096, 2011.

GESEL, Grupo de Estudos do Setor Elétrico - UFRJ. 2018. A Energia Eólica no Brasil: Desafios e perspectivas. Disponível em: <[www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/25\\_castro185.pdf](http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/25_castro185.pdf)>. Acesso em: 20 mar. 2019.

GIEBEL, G. et al. **The state-of-the-art in short-term prediction of wind power: A Literature Overview, 2nd edition**. ANEMOS.plus, Technical University of Denmark, 2011.

GISLER, Carlos Alberto Ferreira. **Análise do perfil de vento na camada limite superficial e sistemas meteorológicos atuantes no Centro de Lançamento de Alcântara**. 2009. 143 f. Dissertação (Mestrado em Meteorologia) - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, São José dos Campos, 2009.

GRUBB, M. J; MEYER, N. I. In: Renewable energy: sources for fuels and electricity, [S.l.], 1993, Washington. **Anais...** D.C.: Island Press, 1993. p. 157-212.

GUZZI, R.; JUSTUS, C. G. **Physical climatology of solar wind energy**. Singapore: World Scientific, 1998 1086 p.

GWA, Global Wind Atlas. 2018. Disponível em: <<https://globalwindatlas.info/>>. Acesso em: 20 dez. 2018.

GWEC, Global Wind Energy Council. 2019. Global wind report 2018: Market Status 2018. Disponível em: <<https://gwec.net/global-wind-report-2018/>>. Acesso em 10 mai. 2019.

HALLAK, R.; PEREIRA FILHO, A. J. Metodologia para análise de desempenho de simulações de sistemas convectivos na região metropolitana de São Paulo com o modelo ARPS: sensibilidade a variações com os esquemas de advecção e assimilação de dados. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 26, n. 4, p. 591-608, 2011.

HARTER, H. L.; MOORE, A. H. Maximum likelihood estimation of the parameters of Gamma and Weibull populations from complete and from censored samples, **Technometrics**, v. 7, n. 4, p. 639-643, 1965b.

HARTER, H. L.; MOORE, A. H. Point and interval estimators based on order statistics, for the scale parameter of a Weibull population with known shape parameter. **Technometrics**, v. 7, n. 3, p. 405-422, 1965a.

HONG, S.; DUDHIA, J.; CHEN, S. A Revised Approach to Ice Microphysical Processes for the Bulk Parameterization of Clouds and Precipitation. **Monthly Weather Review**, v. 132, n. 1, p. 103-120, 2004.

HONG, S.; NOH, Y.; DUDHIA, J. A New Vertical Diffusion Package with an Explicit Treatment of Entrainment Processes. **Monthly Weather Review**, v. 134, n. 9, p. 2318-2341, 2006.

HU, X.; KLEIN, P. M.; XUE, M. Evaluation of the updated YSU planetary boundary layer scheme within WRF for wind resource and air quality assessments. **Journal of Geophysical Research: Atmospheres**, v. 118, n. 18, p. 10,490-10,505, 2013.

IBGE, Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. 2018. Estimativa Populacional IBGE. Disponível em: <<https://cidades.ibge.gov.br/brasil/rn/parazinho/panorama>>. Acesso em: 10 mar. 2019.

ITAIPU. 2016. Disponível em: <<https://www.itaipu.gov.br/energia/geracao>>. Acesso em: 22 jan. 2019.

JEE, J.; KIM, S. Sensitivity Study on High-Resolution WRF Precipitation Forecast for a Heavy Rainfall Event. **Atmosphere**, v. 8, n. 12, p. 96-112, 2017.



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.

JÓNSSON, T.; PINSON, P.; MADSEN, H. On the market impact of wind energy forecasts. **Energy Economics**, v. 32, n. 2, p. 313-320, 2010.

JUSTUS, C. G. et al. Methods of Estimating Wind Speed Frequency Distributions. **Journal of Applied Meteorology**, v. 17, p. 350-353, 1978.

KAIN, J. S. The Kain–Fritsch Convective Parameterization: An Update. **Journal of Applied Meteorology**, v. 43, n. 1, p. 170-181, 2004.

KAYANO, Mary Toshie.; ANDREOLI, Rita Valéria. O clima da região Nordeste do Brasil. In: CAVALCANTI, Iracema Fonseca de Albuquerque et al. **Tempo e clima do Brasil**. 1.ed. São Paulo: Oficina de Textos, 2009, p. 213-233.

KROGSAETER, O.; REUDER, J.; HAUGE, G. WRF and the marine planetary boundary layer. In: Annual WRF users workshop, 12., 2011, Boulder, Colorado. **Anais...** Boulder: NCAR, 2011. [S.I.].

KROHN, S.; MORTHORST, P.; AWERBUCH, S. The economics of wind energy: Technical report, European Wind Energy Association. 2009. Disponível em: <[http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/Economics\\_of\\_Wind\\_Energy.pdf](http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/Economics_of_Wind_Energy.pdf)>. Acesso em: 14 dez. 2019.

LEE, J. C. Y.; 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**, v. 10, n. 11, p. 4229-4244, 2017.

LEI, M. et al. A review on the forecasting of wind speed and generated power. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 13, n. 4, p. 915-920, 2009.

LETCHER, Trevor. **Future energy**: improved, sustainable and clean options for our planet. 2.ed. London: Elsevier, 2014. 738 p.

LIMA, F. J. L. et al. Análises de componente principal e de agrupamento para estudo de ventos para a geração de energia eólica na região do Ceará, Paraíba, Pernambuco e Rio Grande do Norte, Brasil. **Revista Ambiente & Água**, v. 5, p. 188-201, 2010.

LIMA, João Marcos. **Modelo meteorológico-estocástico para previsão da geração de energia eólica**. 2016. 197 f. Tese (Doutorado em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental) - Universidade Federal do Paraná, Paraná, 2016.

LUCENA, A. F. P. et al. The vulnerability of wind power to climate change in Brazil. **Renewable Energy**, v. 35, n. 5, p. 904-912, 2010.

LYRA, André de Arruda. **Testes de sensibilidade e avaliação das previsões de vento do modelo ETA para região nordeste**. 2007. 106 f. Dissertação (Mestrado em Meteorologia) - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, Cachoeira Paulista, 2007.

LYSEN, E. H. **Introduction to wind energy: basic and advanced introduction to wind energy with emphasis on water pumping windmills**. Amersfoort: Steering Committee Wind Energy Developing Countries, 1982, 314 p.

MANDEL, J.; BEEZLEY, J. D.; KOCHANSKI, A. K. Coupled atmosphere-wildland fire modeling with WRF 3.3 and SFIRE 2011. **Geoscientific Model Development**, v. 4, n. 3, p. 591-610, 2011.

MANWELL, James F.; MCGOWAN, Jon G.; ROGERS, Anthony L. **Wind Energy Explained - Theory, Design and Application**. 2.ed. United Kingdom: Wiley, 2010. 704 p.

MARQUES, Jeferson. **Turbinas Eólicas: Modelo, Análise e Controle do Gerador de Indução com Dupla Alimentação**. 158 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, 2004.

MARTINS, F. R.; GUARNIERI, R. A.; PEREIRA, E. B. O aproveitamento da energia eólica. **Revista Brasileira de Ensino de Física**, v. 30, n. 1, p. 1304.1-1304.13, 2008.

MERT, İ.; KARAKUS, C. A Statistical Analysis of Wind Speed Data using Burr, Generalized Gamma, and Weibull Distributions in Antakya, Turkey. **Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Sciences**. v.23, n. 6, p. 1571-1586, 2015.

MLAWER, E. J. et al. Radiative transfer for inhomogeneous atmospheres: RRTM, a validated correlated-k model for the longwave. **Journal of Geophysical Research: Atmospheres**, v. 102, n. D14, p. 16663-16682, 1997.

MME, Ministério de Minas e Energia. 2018. Resenha Energética Brasileira 2018: Ano base 2017: Oferta e demanda de energia, instalações energéticas, energia no mundo. Disponível em: <<http://www.eletronuclear.gov.br/Imprensa-e-Midias/Documents/Resenha%20Energ%C3%A9tica%202018%20-MME>>. Acesso em: 20 abr. 2019.

MORALES, J. M.; MÍNGUEZ, R.; CONEJO, A. J. A methodology to generate statistically dependent wind speed scenarios. **Applied Energy**, v. 87, n. 3, p. 843-855, 2010.

MOURA, G. B. DE A. et al. Relação entre a precipitação do leste do nordeste do Brasil e a temperatura dos oceanos. **Revista Brasileira de Engenharia Agrícola e Ambiental**, v. 13, n. 4, p. 462-469, 2009.

NIMER, E. Circulação atmosférica do Nordeste e suas consequências: o fenômeno das secas. **Revista Brasileira de Geografia**, v. 26, n. 2, p. 143-157, 1964.

NIMER, E. **Climatologia do Brasil**. 2.ed. Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, 1989. 421 p.

NOAA, National Oceanic and Atmospheric Administration. 2001. National Oceanic and Atmospheric Administration Changes to the NCEP Meso Eta Analysis and Forecast System: Increase in resolution, new cloud microphysics, modified precipitation assimilation, modified 3DVAR analysis. Disponível em: <<http://www.emc.ncep.noaa.gov/mmb/mmbp11/eta12tpb/>>. 14 nov. 2018.

NOAA, National Oceanic and Atmospheric Administration. 2019. Disponível em: <<https://origin.cpc.ncep.noaa.gov/>>. Acesso em: 20 abr. 2019.

NUNES, Elias. **Geografia física do Rio Grande do Norte**. Natal: Imagem Gráfica, 2006. 114 p.

OKUMURA, Y. et al. Tropical Atlantic air-sea interaction and its influence on the NAO. **Geophysical Research Letters**, v. 28, n. 8, p. 1507-1510, 2001.

OLIVEIRA JÚNIOR, J. F.; KWON, B. H. Características da camada limite atmosférica tropical (CLAT) na região de Serpong-Indonésia durante as estações seca e chuvosa. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 22, n. 1, p. 38-52, 2007.

OLIVEIRA, S. S.; SOUZA, E. P. Utilização de Modelos de Mesoescala como Ferramenta Inicial para o Mapeamento Eólico do Estado da Paraíba. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 33, n. 3, p. 459-471, 2018.

OLSEN, B. T. et al. An intercomparison of mesoscale models at simple sites for wind energy applications, **Wind Energy Science**, v. 2, n. 1, p. 211-228, 2017.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. 2019a. Mapa do Sistema Interligado Nacional - Horizonte 2017. Disponível em: <<http://ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>>. Acesso em: 3 abr. 2019.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. 2019b. Boletim Mensal de Geração Eólica - Março de 2019. Disponível em: <[http://ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Boletim\\_Eolica\\_mar%C3%A7o\\_%202019.pdf](http://ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Boletim_Eolica_mar%C3%A7o_%202019.pdf)>. Acesso em: 3 abr. 2019.

PARSA, M. J. S.; MAPDI, M. Wind power statistics and evaluation of wind power density, **Renewable Energy**, v. 6 n. 5-6, p. 623-628, 1995.

PATEL, Mukund R. **Wind and solar power systems**. 1.ed. Florida: CRC Press, 1999. 368 p.

PENNELLY, C.; REUTER, G.; FLESCHE, T. Verification of the WRF model for simulating heavy precipitation in Alberta. **Atmospheric Research**, v. 135-136, p. 172-192, 2014.

PEREIRA, R. S. Métodos numéricos para solução da equação de transporte de massa. In: SEMINÁRIO E WORKSHOP EM ENGENHARIA OCEÂNICA, 2., 2006, Rio Grande. **Anais...** Rio Grande: Semengo, 2006. 19 p. Disponível em: <<https://semengo.furg.br/images/2006/31.pdf>>. Acesso em: 10 dez. 2018.

PES, Marcelo Pizzuti. **Impactos das variações e mudanças climáticas sobre os ventos extremos e seus efeitos no setor elétrico brasileiro**. 2015. 202 f. Tese (Doutorado em Ciência do Sistema Terrestre) - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, São José dos Campos, 2015.

PINTO, L. I. C. et al. Avaliação comparativa de simulações numéricas de vento utilizando o modelo de mesoescala BRAMS. **Revista Brasileira de Energia Solar**, v. 3, p. 138-147, 2012.

PINTO, L. I. C. et al. Avaliação do Modelo BRAMS para Estimativa do Vento Médio para o Aproveitamento da Energia Eólica. In: Congresso Brasileiro de Meteorologia, XVI., 2010, Belém. **Anais...** Belém: CBMET, 2010, p. 13-17. Disponível em: <[http://www.sbmet.org.br/cbmet2010/artigos/382\\_66865.pdf](http://www.sbmet.org.br/cbmet2010/artigos/382_66865.pdf)>. Acesso em: 18 nov. 2018.

PINTO, Lúcia Iracema Chipponelli. **Avaliação do Modelo WRF para aplicação em Previsão de Recursos Eólicos no Nordeste Brasileiro**. 2017, 245 f. Tese (Doutorado em Ciência do Sistema Terrestre) - Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – INPE, São José dos Campos, 2017.

PRÓSPER, M. A. et al. Wind power forecasting for a real onshore wind farm on complex terrain using WRF high resolution simulations. **Renewable Energy**, v. 135, p. 674-686, 2019.

RAMOS, D. N. S.; LYRA, R. F. DA F.; SILVA JR., R. S. Previsão do vento utilizando o modelo atmosférico WRF para o estado de Alagoas. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 28, n. 2, p. 163-172, 2013.

RAMOS, Diogo Nunes da Silva. **Desenvolvimento do mapeamento eólico do estado de Alagoas: validação dos modelos WRF e WASP em ambiente SIG**. 2012, 125 f. Dissertação (Mestrado em Meteorologia) - Universidade Federal de Alagoas, Maceió, 2012.

ROBALLO, S. T.; FISCH, G. Escoamento atmosférico no Centro de Lançamento de Alcântara (CLA): parte I - aspectos observacionais. **Revista Brasileira de Meteorologia**, v. 23, n. 4, p. 510-519, 2008.

ROTUNNO, Richard et al. **Coastal Meteorology: A review of the state of the science**. Washington: The National Academy Press, 1992. 112 p.

SANTOS, A. T. S. et al. Assessment of wind resources in two parts of Northeast Brazil with the use of numerical models. **Meteorological Applications**, v. 23, n. 4, p. 563-573, 2016.

SEGURO, J. V.; LAMBERT, T. W. Modern estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy analysis. **Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics**, v. 85, n. 1, p. 75-84, 2000.

SIKDER, S.; HOSSAIN, F. Assessment of the weather research and forecasting model generalized parameterization schemes for advancement of precipitation forecasting in monsoon-driven river basins. **Journal of Advances in Modeling Earth Systems**, v. 8, n. 3, p. 1210-1228, 2016.

SIUTA, D.; WEST, G.; STULL, R. WRF Hub-Height Wind Forecast Sensitivity to PBL Scheme, Grid Length, and Initial Condition Choice in Complex Terrain. **Weather and Forecasting**, v. 32, n. 2, p. 493-509, 2017.

SKAMAROCK, W. C. et al. A Description of the Advanced Research WRF Version 3. NCAR Technical Note NCAR/TN-475+STR. 2008. Disponível em: <<http://opensky.ucar.edu/islandora/object/technotes%3A500/datastream/PDF/download/citation.pdf>>. Acesso em: 10 nov. 2018.

SOBRAL, Fábio Stefano Batista. **Avaliação do potencial eólico para geração de energia na zona rural do estado de Sergipe**. 2009. 168 f. Dissertação (Mestrado em Desenvolvimento e Meio Ambiente), Universidade Federal de Sergipe, São Cristóvão, 2009.

SOMAN, S. S. et al. A review of wind power and wind speed forecasting methods with different time horizons. In: North American Power Symposium, [S.I.], 2010, Arlington. **Anais...** Arlington: IEEE, 2010. 8 p.

STAID, A.; PINSON, P.; GUIKEMA, S. D. Probabilistic maximum-value wind prediction for offshore environments. **Wind Energy**, v. 18, n. 10, p. 1725-1738, 2015.

STULL, R. B. **An Introduction to Boundary Layer Meteorology**. 1.ed. Dordrecht: Springer Netherlands, 1988. 670 p.

TAKLE, E. S.; BROWN, J. M.; DAVIS, W. Characteristics of wind and wind energy in Iowa. **Iowa State Journal of Research**, v. 52, [S.I.], p. 313-339, 1978.

TAYLOR, James. Forecasting weather variable densities for weather derivatives and energy prices. In: Bunn, Derek W. **Modelling Prices in Competitive Electricity Markets**. 1.ed. Chichester: Wiley, 2004. 358 p.

TEWARI, M. et al. Implementation and verification of the unified NOAA land surface model in the WRF model. In: Conference on Weather Analysis and Forecasting/16th Conference on Numerical Weather Prediction, 20., 2004, Seattle. **Anais...** Seattle: AMS, 2004. p. 11-15.

Thies Clima. Catalog Wind. 2019. Disponível em: <<https://www.thiesclima.com>>. Acesso em: 14 mar. 2019.

TRAITEUR, J. J. et al. A Short-Term Ensemble Wind Speed Forecasting System for Wind Power Applications. **Journal of Applied Meteorology and Climatology**, v. 51, n. 10, p. 1763-1774, 2012.

TROEN, I. B.; MAHRT, L. A simple model of the atmospheric boundary layer; sensitivity to surface evaporation. **Boundary-Layer Meteorology**, v. 37, n. 1-2, p. 129-148, 1986.

TUCHTENHAGEN, P.; BASSO, J.; YAMASAKI, Y. AVALIAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO NO BRASIL EM 2011. **Ciência e Natura**, v. 36, n. 2, p. 390-401, 2014.

VAREJÃO-SILVA, M.A. **Meteorologia e Climatologia**. 2.ed. Brasília: INMET, 2001. 532 p.

Vestas. Datasheet Vestas V100-2.0. 2019. Disponível em: <<https://en.wind-turbine-models.com/turbines/1001-vestas-v100-2.0>>. Acesso em: 20 mar. 2019.

THOMAS T, Warner. **Numerical Weather and Climate Prediction**, Cambridge University Press, 2011. 526 p.

WAGNER, Hermann-Josef.; MARTHUR, Jyotirmay. **Introduction to wind energy systems: basics, technology and operation**. 2.ed. Heidelberg: Springer Science & Business Media, 2012. 106 p.

WAGNER, Rozenn. et al. **Simulation of shear and turbulence impact on wind turbine performance**. 2010. Roskilde: Danmarks Tekniske Universitet, Risø Nationallaboratoriet for Bæredygtig Energi. Disponível em: <<https://orbit.dtu.dk/files/4550246/ris-r-1722.pdf>>. Acesso em: 20 ago. 2018.

WALLACE, John; HOBBS, Peter. **Atmospheric science: an introductory survey**. 2.ed. San Diego: Academic Press, 2006. 504 p.

WANG, C. et al. Comparing different boundary layer schemes of WRF by simulation the low-level wind over complex terrain. In: International Conference on Artificial Intelligence, Management Science and Electronic Commerce (AIMSEC), 2., 2011, Dengleng. p. 6183-6188.

WANG, W. et al. **ARW Version 3 Modeling System User's Guide**. Mesoscale & Microscale Meteorology Division, National Center for Atmospheric Research, 2016.

WILKS, Daniel. **Statistical Methods in the Atmospheric Sciences**. 2.ed. London: Academic Press, 2006. 649 p.



WMO, World Meteorological. 2009: Manual on codes: international codes - Technical Report N°. 306. Disponível em:  
<<http://www.wmo.int/pages/prog/www/WMOCodes/Manual/Volume-I-selection/Sel1.pdf>>. Acesso em: 20 set. 2019.

WMO, World Meteorological Organization. 2018. Disponível em:  
<<http://www.wmo.int>>. Acesso em: 20 abr. 2019.