



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIAS RENOVÁVEIS**

CÁSSIO XAVIER SILVA

**ANÁLISE DO REGIME DE VENTOS E ESTUDO DE SETE MÉTODOS
NÚMERICOS PARA DETERMINAÇÃO DOS PARÂMETROS DE WEIBULL
APLICADOS A DADOS ANEMOMÉTRICOS DO INTERIOR DO CEARÁ**

FORTALEZA

2018

CÁSSIO XAVIER SILVA

ANÁLISE DO REGIME DE VENTOS E ESTUDO DE SETE MÉTODOS NÚMERICOS
PARA DETERMINAÇÃO DOS PARÂMETROS DE WEIBULL APLICADOS A DADOS
ANEMOMÉTRICOS DO INTERIOR DO CEARÁ

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado a
Universidade Federal do Ceará, como requisito
parcial à obtenção do título de Engenheiro de
Energias Renováveis.

Orientadora: Profa. Dra. Carla Freitas de
Andrade.

FORTALEZA

2018

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

S579a Silva, Cássio Xavier.
Análise do regime de ventos e estudo de sete métodos numéricos para determinação dos parâmetros de Weibull aplicados a dados anemométricos do interior do Ceará / Cássio Xavier Silva. – 2018.
73 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia de Energias Renováveis, Fortaleza, 2018.
Orientação: Profa. Dra. Carla Freitas de Andrade.

1. Regime de Vento. 2. Curva de Weibull. 3. Potencial Eólico. I. Título.

CDD 621.042

CÁSSIO XAVIER SILVA

ANÁLISE DO REGIME DE VENTOS E ESTUDO DE SETE MÉTODOS NÚMERICOS
PARA DETERMINAÇÃO DOS PARÂMETROS DE WEIBULL APLICADOS A DADOS
ANEMOMÉTRICOS DO INTERIOR DO CEARÁ

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado a
Universidade Federal do Ceará, como requisito
parcial à obtenção do título de Engenheiro de
Energias Renováveis.

Orientadora: Profa. Dra. Carla Freitas de
Andrade.

Aprovado em: ___/___/_____.

BANCA EXAMINADORA

Profa. Dra. Carla Freitas de Andrade
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Claus Franz Wehmann
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Paulo Alexandre Costa Rocha
Universidade Federal do Ceará (UFC)

A meus pais, minha família, meus amigos e
meus professores.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a toda a minha família por todo apoio que me deu durante todas as etapas da minha vida.

A minha mãe, Roberta, que desde pequeno ensinou-me que a educação sempre será o melhor caminho, que sempre me incentivou e que, com muito esforço, me guiou para chegar mais longe. Obrigado por ser meu exemplo de força, garra e caráter.

A meu pai, Roberto, que me encorajou a seguir meus sonhos e a tentar ser sempre o melhor naquilo que eu fizesse. Que me ensinou a superar os momentos difíceis e a ter maturidade para enfrentar os percalços da vida.

Aos meus avós, Maria Valdina e Raimundo, e aos meus tios e tias que sempre se fizeram presentes desde quando posso me recordar. Obrigado por ajudarem a mim e a minha mãe durante os momentos difíceis e por me acolherem com tanto amor e carinho desde pequeno.

A minha avó Maria, que me ensinou que a distância é menor que o laço de família e que tem sido um exemplo de força, resiliência e doação ao outro desde sempre.

Aos meus amigos de infância e irmãos, Igor e Victor, por compartilharmos tantos momentos de união e tantas histórias. Obrigado por se importarem tanto comigo, entenderem minhas ausências e tornarem-nas irrelevantes quando estamos reunidos. Agradeço muito por ter vocês ao meu lado e sei que posso contar com vocês para o resto de minha vida.

Aos meus amigos do Ari de Sá, que compartilharam e compartilham tantos momentos comigo e que são muito importantes para mim, mesmo com a distância e a falta de convivência. Muito obrigado por terem feito e fazerem parte dessa jornada.

Aos meus amigos do RPS EEMA que desde o começo do curso foram peças fundamentais nessa jornada. Obrigado por tantas tardes de estudo na biblioteca, por tantos desesperos compartilhados, pelos lanches na cantina da química e por tantas histórias vividas, dentro e fora da Universidade. Espero reencontrá-los daqui a 10 anos para podermos relembarmos mais uma vez essas tantas histórias.

Aos meus amigos da Renováveis, Ana Luísa, Fernanda, Malenna e Pedro por terem sido tão companheiros nesses anos difíceis. Obrigado por todas as tardes de estudo no LAERO, por todos os conselhos, pelos almoços no RU e por todas as aprovações que só se concretizaram por estarmos sempre juntos.

A equipe do LAERO que foi tão importante durante minha formação acadêmica. Obrigado por contribuírem no meu crescimento como profissional e como pesquisador.

A equipe da Braselco, por todo o ensinamento que recebi a respeito de campanhas de medição de vento, de análise e tratamento de dados e pelo conhecimento de sensores de medição. Muito obrigado por cederem esses dados para que eu pudesse concluir meu estudo.

Aos professores, Profa. Dra. Carla Freitas e Prof. Claus Franz Wehmann, por terem me acolhido no laboratório e terem confiado e acreditado em mim. Obrigado por todas as dúvidas tiradas, todas as tarefas a mim conferidas e por terem me ensinado muito sobre responsabilidade e liderança.

Aos professores participantes da banca Profa. Dra. Carla Freitas, Prof. Claus Franz Wehmann e Prof. Dr. Paulo Alexandre Rocha, por contribuírem com a minha formação acadêmica e por dividirem comigo esse momento tão importante.

A toda a minha família e amigos que aqui não foram citados e a todos os professores e colegas que conheci ao longo de todos esses anos de UFC, por terem me contribuído no meu desenvolvimento como pessoa.

“A maioria das pessoas nunca vai longe o suficiente no seu primeiro vento para descobrir que elas terão uma segunda rajada. Dê a seus sonhos tudo o que você tem e você se surpreenderá com a energia que vem de você.”

(William James)

RESUMO

A evolução da civilização está diretamente relacionada a evolução do domínio da humanidade sobre a geração de energia. Com o aumento das preocupações ambientais e o conhecimento dos problemas gerados pela queima de combustíveis fósseis, os estudos a respeito das fontes renováveis de energia se intensificaram. Dentre essas fontes renováveis, a energia eólica vem crescendo e apresentando uma capacidade de geração considerável em escala mundial. Uma etapa essencial do desenvolvimento dessa geração de energia é o estudo e caracterização dos ventos. Visando uma compreensão maior a respeito desse tema, este estudo demonstra uma aplicação da análise de regime de ventos para determinação do potencial eólico de uma região e também a aplicação de diferentes métodos para sua caracterização estatística utilizando funções de distribuição de probabilidade. A determinação do potencial eólico da região baseou-se na análise dos dados de ventos obtidos através de campanha de medição, analisando-os de acordo com sua intensidade, qualidade, potência energética, regularidade e uniformidade. Para realização do estudo estatístico, foi utilizada a distribuição de Weibull para determinação de uma curva de frequência que representasse a região. Para isso, foram utilizados sete métodos diferentes de determinação de parâmetros de Weibull para descobrir qual seria o melhor para as condições locais. A escolha do local, por sua vez, surge como uma tentativa de descentralizar a geração da energia eólica no estado do Ceará, tentando provar que existem alternativas às zonas costeiras e que o interior tem potencial e também precisa de investimento e desenvolvimento.

Palavras-chave: Regime de Vento. Curva de Weibull. Potencial Eólico.

ABSTRACT

The evolution of human civilization is directly linked to the evolution of the domain over energy generation. With the increasing of responsibility and knowledge of the problems generated by burning fossil fuels, studies on renewable energy sources have intensified. Among renewable sources, wind energy has grown exponentially and has a large-scale production capacity worldwide. One essential step of energy generation is the study and characterization of the wind, which is its driving force. Aiming at a greater understanding of this theme, this study demonstrates an application of the wind regime analysis to determine the wind potential of a region and also demonstrates the application of different methods of statistical characterization of this regime using probability function distributions. The determination of the wind potential of a region was based on the analysis of the wind data throughout the measurement campaign, analyzing them according to their intensity, quality, energy power, regularity and uniformity. To perform the statistical study, the Weibull distribution was used to determine a frequency curve that represented the region. For this, it was performed tests with seven different Weibull parameter determination methods to find out which would be the best for site conditions. The data came from a campaign of measurement of winds in the city in the interior of Ceará. The data used came from a campaign to measure winds in the countryside of Ceará. The choice of this city arises as an attempt to decentralize the generation of wind energy in the state of Ceará, trying to prove that there are alternatives to coastal zones and that the interior has potential and also needs investment and development.

Keywords: Wind Characterization. Weibull curve. Wind Potential.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Evolução da capacidade instalada de Energia Eólica no Brasil	20
Figura 2 – Direção dos ventos e as divisões das células atmosféricas.	23
Figura 3 – Potencial de geração eólica no Ceará	25
Figura 4 – Qualidade dos ventos no altiplano de Serra de Ibiapina.	26
Figura 5 – Distribuição de Weibull para diferentes valores do parâmetro k	33
Figura 6 – Vistas do local do empreendimento.	46
Figura 7 – Parâmetros construtivos do sensor de velocidade.	47
Figura 8 – Parâmetros construtivos do sensor de direção.	48
Figura 9 – Frequência da Direção do Vento	73
Figura 10 – Localização da torre anemométrica - Fotografias em setores 360°	74
Figura 11 – Localização da torre anemométrica – Vista Panorâmica da Torre	75

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Velocidade de vento em 2017 - <i>software Windographer</i>	51
Gráfico 2 – Porcentagem de dados válidos no ano de 2016.....	53
Gráfico 3 – Média diária dos dados de velocidade de vento no ano de 2016	55
Gráfico 4 – Média diária dos dados de velocidade de vento no ano de 2017	55
Gráfico 5 – Média diária dos dados de velocidade de vento no ano de 2018	56
Gráfico 6 – Média mensal da direção de vento - janeiro de 2016 a julho de 2018.....	58
Gráfico 7 – Média mensal da densidade de potência - janeiro de 2016 a julho de 2018.	61
Gráfico 8 – Distribuição de Weibull –2016/2018 – 20m	62
Gráfico 9 – Distribuição de Weibull –2016/2018 – 50m	64
Gráfico 10 – Distribuição de Weibull –2016/2018 – 78m	65
Gráfico 11 – Perfil Médio Diário de Velocidade de Vento por Horas do Dia	71
Gráfico 12 – Perfil de velocidade de vento em função da altura	71
Gráfico 13 – Correlação entre os dados de vento a 78m e 20m	72
Gráfico 14 – Correlação entre os dados de vento a 50m e 20m	72
Gráfico 15 – Correlação entre os dados de vento a 78m e 50m	72

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Resultados Estatísticos para 20m	63
Tabela 2 – Velocidades médias de cada método numérico para 20m	63
Tabela 3 – Resultados Estatísticos para 50m	64
Tabela 4 – Velocidades médias de cada método numérico para 50m	65
Tabela 5 – Resultados Estatísticos para 78m	66
Tabela 6 – Velocidades Médias de Cada Método Numérico para 78m	66

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABEEólica	Associação Brasileira de Energia Eólica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Comercialização de Energia Elétrica
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico
FIEC	Federação das Indústrias do Estado do Ceará
CIPP	Complexo Industrial do Porto do Pecém
ZPE	Zona de Processamento de Exportação
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
CFD	<i>Computer Fluid Dynamics</i>
ME	Método Empírico
MEP	Método da Energia Padrão
MG	Método Gráfico
MM	Método do Momento
MMV	Método da Máxima Verossimilhança
MVM	Método da Máxima Verossimilhança Modificado
RMSE	<i>Root Mean Squared Error</i>
MSE	<i>Mean Squared Error</i>
SSE	<i>Sum of Squared Errors</i>
MAE	<i>Mean Absolute Error</i>
EDP	Erro de Densidade de Potência

LISTA DE SÍMBOLOS

E_C	Energia Cinética
m_{ar}	Massa do Volume de Ar
c	Fator de escala da distribuição de Weibull
k	Fator de forma da distribuição de Weibull
P_V	Potência eólica
ρ_{ar}	Densidade do ar
A	Área do disco varrido
v	Velocidade do vento
C_p	Coefficiente de Potência
$f(v)$	Função densidade de probabilidade da velocidade do vento
$F(v)$	Função cumulativa de distribuição da velocidade do vento
\bar{v}	Velocidade média do vento
σ	Desvio padrão
v_i	i-ésima velocidade do vento
Γ	Função gama
E_{pf}	Fator padrão de energia
N	Número de amostras
v'_i	Valor central do i-ésimo intervalo de velocidade
σ_u	Variância do número aleatório de uma distribuição normal
σ_v	Variância do número aleatório de uma distribuição normal
α	Tamanho do passo para geração de novos ninhos
λ	Parâmetro da geração de novos ninhos
p_a	Probabilidade de descarte de elementos do ninho
$RMSE$	Raiz quadrada do erro quadrático médio
MSE	Erro quadrático médio
$E(x)$	Esperança de uma população
μ	Média de uma população
f_i	i-ésima função densidade de probabilidade
R^2	Coefficiente de determinação
SSE	Erro da soma dos quadrados
SST	Soma total dos quadrados

\bar{f}	Média da função densidade de probabilidade
χ^2	Qui-quadrado
$\frac{\bar{P}}{A}$	Densidade de potência média
EDP	Erro de densidade de potência

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	18
1.1 Histórico da Utilização de Energia Eólica.....	18
1.2 Justificativa	20
1.3 Objetivos.....	21
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	22
2.1 Recurso Eólico.....	22
2.2 Capacidade Eólica do Ceará.....	25
2.3 Anemometria, Campanha de Medição e Projetos Eólicos	27
2.4 Potência do Vento.....	29
2.5 Distribuição de Weibull.....	31
2.6 Métodos Numéricos Determinísticos para Cálculo dos Parâmetros de Weibull	33
2.6.1 Método Empírico (ME).....	34
2.6.2 Método da Energia Padrão (MEP)	35
2.6.3 Método Gráfico (MG)	36
2.6.4 Método do Momento (MM)	37
2.6.5 Método da Máxima Verossimilhança (MMV)	39
2.6.6 Método da Máxima Verossimilhança Modificado (MVM)	39
2.6.7 Método de Energia Equivalente (MEE)	40
2.7 Testes de Análise de Erro	41
2.7.1 Teste da Raiz Quadrada do Erro Quadrático Médio (RMSE)	41
2.7.2 Teste do Coeficiente de Determinação (R²)	42
2.7.3 Teste do Erro Médio Absoluto (MAE).....	43
2.7.4 Teste de Erro de Densidade de Potência (EDP).....	43
3 METODOLOGIA.....	45
3.1 Aquisição de Dados Anemométricos	45
3.2 Localização da Torre Anemométrica	45
3.3 Sistema de Medição	46
3.3.1 Sensores de Velocidade de Vento	47
3.3.2 Sensores de Direção de Vento.....	48
3.3.3 Anemógrafo e Sensores de Temperatura	49
3.4 Armazenamento e Validação dos Dados Anemométricos	49
3.5 Desenvolvimento de Algoritmo no Software R Studio.....	53

3.6 Cálculo dos Parâmetros de Weibull k e c	54
3.7 Aplicação dos Testes de Erro Estatísticos	54
3.8 Construção dos Gráficos	55
4 RESULTADOS E DISCUSSÃO	56
4.1 Estudo da Série Temporal de Vento	56
4.1.1 <i>As Velocidades de Vento</i>	56
4.1.2 <i>A Direção do Vento</i>	57
4.1.3 <i>A Densidade de Potência</i>	58
4.2 Resultados dos Métodos Determinísticos e dos Testes de Erro.....	59
4.2.1 <i>Resultados para Altura de 20m</i>	59
4.2.2 <i>Resultados para Altura de 50m</i>	61
4.2.3 <i>Resultados para Altura de 78m</i>	63
5 CONCLUSÃO.....	65
REFERÊNCIAS.....	66
APÊNDICE A – GRÁFICOS ALTERNATIVOS PARA ANÁLISE DE VENTO	70
ANEXO A – FOTOGRAFIAS DA LOCALIZAÇÃO DA TORRE.....	73

1 INTRODUÇÃO

1.1 Histórico da Utilização de Energia Eólica.

O desenvolvimento da civilização humana e a construção da sociedade moderna têm uma relação direta com o desenvolvimento e utilização das diferentes formas de energia. Esse fato pode ser bem observado a partir da revolução industrial, quando o uso do carvão em máquinas a vapor gerou um grande avanço no desenvolvimento das tecnologias, transformando a sociedade e aumentando a “dependência” de nossa civilização moderna ao uso de energia. A partir de então, uma nova ideia se consolidava: o progresso de um povo dependia diretamente da sua produção de energia.

A crise do petróleo, ocorrida na década de 70 em um contexto de déficit de oferta e especulação financeira, expôs a importância do uso da energia em escala global. Essa crise deixou dois grandes ensinamentos, que posteriormente seriam os precursores para o início da exploração das energias renováveis: não se pode depender apenas de uma fonte de energia e nem da exploração única de fontes finitas (SARKIS, 2006). Assim, diversificar a geração elétrica e investir em energias renováveis tornaram-se uma realidade relevante para o mundo.

Dentre as fontes renováveis de energia, a energia eólica despontou como uma boa oportunidade de investimento pelo seu grande potencial. A força dos ventos já é conhecida e utilizada há milhares de anos. Existem registros do seu uso em moinhos de eixo vertical para moagem de grãos e bombeamento de água desde 200 A.C, na Pérsia (KALDELLIS; ZAFIRAKIS, 2011). O início da utilização dos aerogeradores para geração de energia elétrica ocorreu no final do século XIX, mas apenas na segunda metade do século XX essa fonte pode ser utilizada de forma competitiva na geração elétrica.

Hoje, a energia gerada pela força dos ventos é uma matriz essencial para geração energética mundial. Devido à crescente demanda de energia e as preocupações ambientais cada vez mais presentes em nossa sociedade, pode-se esperar um crescimento ainda maior para os próximos anos. Além desses fatores, o estudo constante para aumento da eficiência dos aerogeradores e as novas tecnologias de geração estão, cada vez mais, aumentando a competitividade da energia eólica em relação as outras fontes de energia esgotáveis, diminuindo os custos e aumentando a capacidade de geração dos parques.

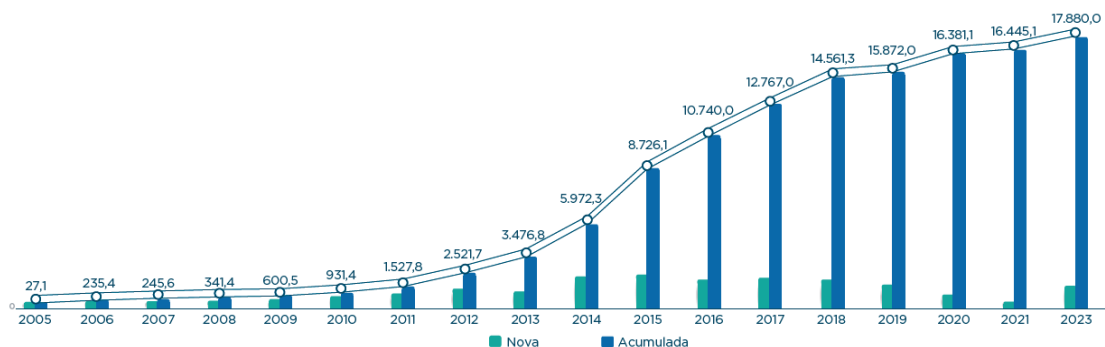
No Brasil, a energia eólica é a fonte que mais se desenvolve. Mesmo com um cenário econômico desfavorável, esse mercado segue crescendo e gerando resultados. De acordo com os dados mais recentes da ABEEólica (2018), o país iniciou o mês de maio de 2018

com uma capacidade eólica instalada de 13,18 GW, a participação dessa fonte na matriz energética nacional alcançou 8,3%. Segundo a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE, 2018), a geração de energia eólica já cresceu 17,8% nos sete primeiros meses de 2018 e geraram cerca de 4.470 MW de eletricidade entre janeiro e julho. Isso se torna ainda mais impressionante quando se nota que, historicamente, os meses com mais geração de energia são os últimos meses do ano, com ventos mais fortes e constantes.

Outro ponto importante é o caráter sustentável e limpo dessa energia. Utilizar a força dos ventos para geração elétrica contribui para a redução da poluição atmosférica e para diminuição da geração de gases estufa, como o dióxido de carbono e o metano, que são gases gerados como produtos na queima de combustíveis fósseis. Como um comparativo, segundo a ABEEólica, apenas com a geração eólica brasileira do último ano, foram evitadas a emissão de cerca de 16,5 milhões de toneladas de CO₂ na atmosfera, o que corresponderia a emissão anual de 16 milhões de veículos (ABEEólica, 2018).

Ademais, as perspectivas para o futuro são igualmente animadoras. No mês de agosto de 2018, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDES) anunciou um investimento de 4,5 bilhões de reais para parques eólicos e 3,2 bilhões para linhas de transmissão até o fim de 2018 (GAIER, 2018). Outra perspectiva real é de que, com as quedas nos investimentos em matrizes fósseis, a eólica se torne a segunda principal fonte de energia elétrica brasileira, atrás apenas da hidroelétrica (fonte também renovável) (GANNOUN, 2018).

Figura 1 -Evolução da capacidade instalada de Energia Eólica no Brasil



Fonte: Boletim Anual de Geração Eólica 2017 (2017)

Atualmente, a região brasileira que possui a maior produção e a detentora dos maiores projetos eólicos é a região nordeste, que em 2017 foi responsável por 84% da geração brasileira e de toda a energia consumida nessa região, 70,45% é proveniente de geração eólica. O Ceará é o terceiro estado brasileiro em potência instalada, com 2.671,9 MW, com parques já

em construção e outros já em planejamento (ABEEólica, 2017).

O mercado eólico vem, ano após ano, mostrando seu impacto positivo no país, desde aspectos econômicos gerando investimentos e empregos (cadeia produtiva 80% nacional) até aspectos de desenvolvimento social nas cidades onde os empreendimentos são instalados. O crescimento desse setor é certo e surge como uma alternativa para a economia brasileira.

1.2 Justificativa

Por se tratar de um empreendimento de grandes proporções e que envolve um alto grau de investimento e de tecnologia, conceber um projeto de um parque eólico demanda uma alta quantidade de estudo e simulações para validar a sua efetividade. A identificação de áreas para projetos eólicos é um trabalho minucioso que leva em consideração diversas variáveis para a escolha de um local com potencial disponível e acessível.

Uma das principais variáveis, provavelmente a mais importante delas, o regime de ventos do local. O vento é a “matéria prima” desse tipo de geração, assim caracterizá-lo de forma eficiente é a principal forma de garantir que seu projeto será realista e aplicável. A partir de seu estudo, é possível avaliar a viabilidade de exploração da região e prever seu potencial de geração ao longo dos anos, o que justifica os altos investimentos iniciais que um parque eólico necessita (BURTON et al., 2011). Dessa forma, estudar o vento de forma correta e precisa é o primeiro e principal passo para iniciar um parque eólico.

No entanto, caracterizar o regime de ventos de uma região não é uma tarefa fácil. O movimento do ar possui um padrão tão cheio de variáveis e depende de tantos fatores que tornam uma grandeza praticamente aleatória, de forma que para obter um estudo concreto de suas especificidades necessita-se coletar e organizar os seus registros em séries temporais de densidade de probabilidades para que uma análise estatística seja realizada.

No entanto, apesar de ser impossível com a tecnologia atual prever com exatidão as velocidades de vento instantâneas de uma região, observou-se que, quando agrupados em faixas de velocidade, essas grandezas apresentavam correlações com uma distribuição estatística de densidade de probabilidades muito utilizada na caracterização da vida útil de equipamentos, a distribuição de Weibull.

O modelo de distribuição de Weibull tem sido utilizado em diversas regiões do mundo com um excelente grau de correlação em todos os casos para os dados de vento. De acordo com Burton et al. (2011), essa seria a melhor forma de representar os dados de

velocidade de a partir da frequência de ocorrência de seus valores ao longo de um período. Para aplicar este modelo, é necessário determinar os parâmetros que o definem, que são o fator de forma (k) e o fator de escala (c).

Neste trabalho, pretende-se estudar e analisar a eficácia de sete métodos numéricos determinísticos para estimar os parâmetros da curva de Weibull, utilizando os dados de velocidade do vento e de potência eólica coletados em uma torre anemométrica localizadas no extremo sul do interior do Ceará, na região do planalto do Cariri. O local de implantação do projeto eólico se encontra a, aproximadamente, 550 km de Fortaleza, capital do Estado do Ceará.

Para avaliar a eficácia de cada método, realiza-se uma análise comparativa dos resultados, considerando as seguintes relações: teste da raiz quadrada dos erros quadráticos médios (RMSE), teste do coeficiente de variação (R^2) e teste do erro médio absoluto.

Outro ponto importante também visado por esse estudo é analisar a efetividade de projetos eólicos no interior cearense. Os projetos eólicos atuais estão muito centralizados na zona litorânea e sofrem diversos problemas com isso. A tentativa de descentralização dessa produção é uma necessidade real e que precisa ser estudada, já que outras regiões também podem apresentar características favoráveis a implementação da energia eólica.

1.2 Objetivos

Este trabalho pretende realizar a análise e comparação de sete métodos numéricos determinísticos diferentes de modo a identificar qual o mais apropriado na determinação dos coeficientes da curva de distribuição de probabilidades de Weibull através dos dados de velocidade do vento de uma cidade no interior do Ceará. Os dados utilizados nesse projeto foram coletados do período de janeiro de 2016 a agosto de 2018.

Os objetivos específicos são:

- a) Verificar as características do regime de vento da região e seu possível potencial.
- b) Identificar, dentre os índices gerados, quais os métodos que não são indicados para serem utilizados na região para as alturas estudadas.
- c) Identificar, dentre os índices gerados, qual o mais apropriado para as condições de estudo nas alturas de 20, 50 e 78m.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

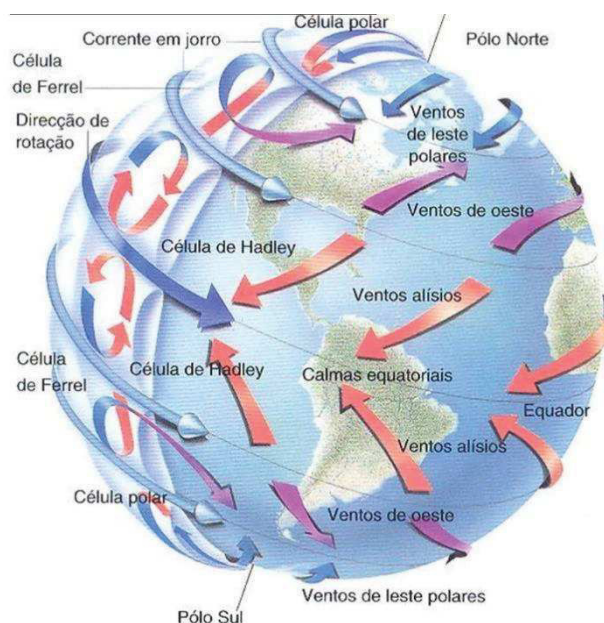
2.1 Recurso Eólico

A energia eólica pode ser considerada como uma das variadas formas de energia originadas da energia solar, já que os ventos têm origem no aquecimento irregular da atmosfera pela irradiação. Essa não uniformidade no aquecimento da atmosfera atribui-se, entre outros fatores, à orientação dos raios solares, à inclinação e aos movimentos de rotação da Terra (DUTRA, 2008).

Seguindo esse raciocínio, as regiões mais próximas à Linha do Equador recebem raios solares mais perpendiculares, de modo que o aquecimento nessas regiões ser maior do que nas regiões polares. De um ponto de vista macroscópico, o ar quente e a baixas altitudes presente nas regiões tropicais e equatoriais tende a subir para altitudes mais altas, devido sua menor densidade, deixando uma região de baixa pressão no local. Essa região de baixa pressão tende a ser ocupada pelas massas de ar frio que se deslocam das regiões polares. Esse ciclo de deslocamentos de massas de ar são a formação dos ventos.

Nessa perspectiva, se a terra estivesse em repouso obteria-se apenas uma célula de circulação, conhecida como Célula de Hadley, uma grande e contínua massa em circulação envolvendo todo o hemisfério. No entanto, a extensão das células de Hadley é limitada pela necessidade de um equilíbrio entre a energia cinética provocada pelo movimento de rotação da Terra em adição ao provocado pela diferença térmica entre regiões (SIGOLO, 2003). Entre os trópicos e a zona polar, células mais fracas e com maior influência do movimento de rotação da terra são chamadas de Células de Ferrel. Nessas células de circulação meridional tem-se uma corrente ascendente com ar frio e uma corrente de ar descendente com ar quente (HARTMANN, 2008).

Figura 2 – Direção dos ventos e as divisões das células atmosféricas.



Fonte: SILVA; MADEIRA, 2016

Em algumas regiões do planeta os ventos possuem uma uniformidade maior, geralmente com características similares ao longo dos anos, já que os mecanismos que os geram e sua condição de formação podem ser considerados constantes na natureza. Chama-se esse tipo de massa de ar de ventos planetários ou constantes. Os ventos planetários podem ser classificados em:

- a) Ventos Alísios: que se movem dos trópicos para o Equador, em baixas altitudes;
- b) Contra-Alísios: que se movimentam do Equador para os polos, em altas altitudes;
- c) Ventos do Oeste: que vão dos trópicos para os polos;
- d) Polares: ventos frios que sopram dos polos para as zonas temperadas.

Outro tipo de movimento em massas de ar acontece devido a extensão da cobertura do solo e do relevo de uma região (rugosidade). Os ventos desse tipo são conhecidos como ventos locais. O estudo desses ventos é de extrema importância para geração eólica. Por ser um fluido de baixa viscosidade e densidade, o ar sofre uma grande influência do meio em que está contido, de modo que a intervenção do relevo na superfície pode provocar alterações e fenômenos de bloqueio em uma grande camada de vento de centenas de metros de altura. Por esse motivo, tanto as torres anemométricas quanto os aerogeradores tendem a ser bastante altos, reduzindo ao máximo a influência do solo da região.

Levando em consideração que as propriedades do vento podem mudar significativamente mesmo quando se trata apenas de curtas distâncias, os artifícios para avaliação do local no qual se deseja instalar o parque eólico deve levar em consideração todas as variáveis regionais que podem de alguma forma influir nas condições do vento.

A classificação de distribuição geral dos ventos na superfície do Brasil é determinada pelas exterioridades do regime geral da atmosfera próxima. O território brasileiro é cortado pela linha do Equador e em sua maior porção territorial encontra-se acima do Trópico de Capricórnio, de modo que a célula de Hadley influi bastante em suas características de ventos. Assim, as massas de ar que atuam no território brasileiro são: a massa de ar equatorial continental no norte do país, a equatorial atlântica no Nordeste, a tropical continental no Centro-Oeste, a tropical atlântica no Sul e no Sudeste e ainda existe a interferência de uma massa de ar polar atlântica no extremo sul do país.

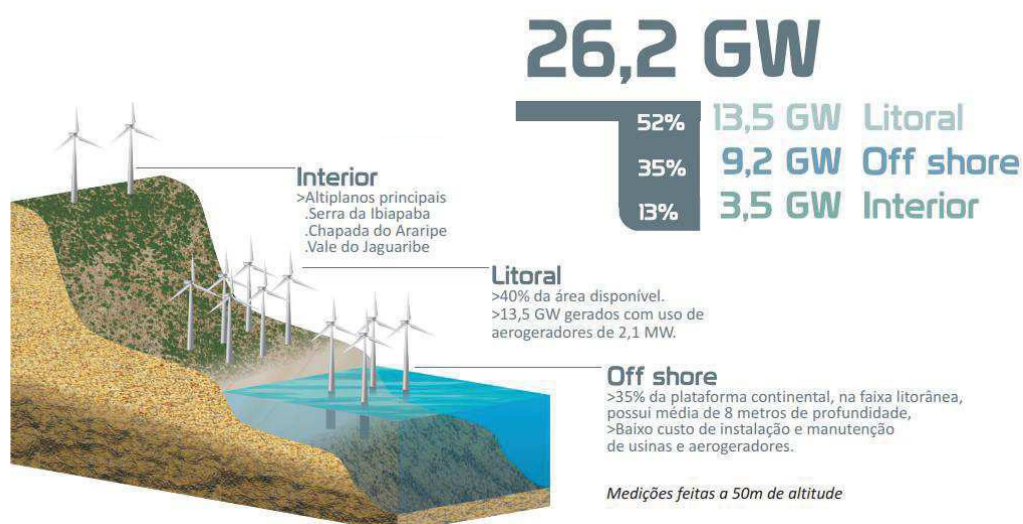
Aliando as características dessas grandes massas de ar planetárias com as características dos ventos locais, pode-se ter um primeiro entendimento de que área possui um recurso eólico favorável. O litoral da região Nordeste, por exemplo, que está sob grande influência dos ventos equatoriais atlânticos e quase sem nenhuma interferência das condições de relevo (a massa de ar vem do oceano, cuja rugosidade é praticamente nula) é vista como o grande potencial brasileiro e corresponde a essa expectativa. Outro exemplo é o estado do Rio Grande do Sul, que apresenta uma grande região de planaltos onde, devido à altura, o regime de ventos locais transforma a região em um grande polo produtor de energia eólica no Brasil. Essas características de relevo em planalto também são observadas em outras regiões, como o local de estudo deste trabalho.

A medição do recurso eólico no Brasil é realizada de acordo com a metodologia estipulada pela Empresa de Pesquisa Energética, para qual as medições devem ser executadas em uma região próxima, cujas condições de relevo sejam uniformes à de instalação do parque eólico por um período de, no mínimo, trinta e seis meses consecutivos, realizadas a cada segundo e integralizadas em um período de 10 minutos. A taxa de perda de dados deve ser inferior a 10%, os dados inválidos não podem superar 30 dias consecutivos e as medições devem ser realizadas em, pelo menos, duas alturas diferentes não inferiores a 50 metros (DEA-EPE, 2017).

2.2 Capacidade Eólica do Ceará

O Estado do Ceará foi um dos pioneiros no Brasil na geração de energia eólica e o principal fator de terem-no escolhido como referência foi o seu grande potencial. Estima-se que o potencial real de geração eólica do estado é de 13,5 GW médio para comissionamento de novos parques na costa (*on shore*), com mais 9,2 GW caso se iniciem investimentos em territórios marinhos (*off-shore*) e 3,5 GW nas áreas do interior do Estado (CEDE, 2010). De acordo com a FIEC, a exploração de todo essa capacidade eólica do Estado representaria investimentos de R\$ 400 bilhões, com capacidade de geração de cerca de 1,2 milhões de empregos.

Figura 3 - Potencial de geração eólica no Ceará.



Fonte: Conselho Estadual de Desenvolvimento Econômico (2010)

Infelizmente, muitas regiões do litoral cearenses não estão disponíveis para implementação de parques por serem áreas de proteção ambiental ou de dunas, possuírem características físicas de inclinação elevada demais para instalação de usinas, serem áreas de manguezais, serem áreas juridicamente “indisponíveis” ou mesmo por possuírem solo inapropriado. Dessa forma, muitos empreendimentos são impedidos por não apresentarem condições legais ou físicas de serem implementados.

Em relação a produção *off-shore*, o Ceará tem uma grande vantagem competitiva entre os estados brasileiros e do mundo por possuir uma plataforma continental rasa, com média de 8m de profundidade em aproximadamente 35% de sua faixa litorânea. Essas características, aliadas ao fato de possuir um regime de ventos fortes e constantes mesmo próximo ao litoral,

reduzem custos na instalação de aerogeradores, facilitam sua manutenção e, conseqüentemente, sua durabilidade (CEDE; ADECE, 2010).

O interior do Estado possui áreas em três altiplanos principais: Serra de Ibiapaba, Chapada do Araripe e Vale do Jaguaribe. Essas regiões são elevadas, possuem ventos fortes e constantes, grandes áreas planas pouco habitadas e solo apropriado para construção das usinas, o que pode ser visualizado na Figura 4, que mostra a qualidade dos ventos na Serra de Ibiapina. Outro ponto a se considerar é o impacto que um empreendimento eólico poderia trazer para a comunidade dessas regiões, marcadas pelas dificuldades do interior nordestino. As maiores dificuldades são o baixo investimento na pesquisa de implementação dos parques nessas regiões e a escassez das linhas de transmissão, que podem elevar os custos iniciais dos projetos.

Figura 4 – Qualidade dos ventos no altiplano de Serra de Ibiapina.



Fonte: Conselho Estadual de Desenvolvimento Econômico (2010)

Em relação a infraestrutura para receber esses empreendimentos, o Ceará também possui um cenário de destaque, principalmente por contar com o Complexo Industrial e Portuário do Pecém (CIPP), em São Gonçalo do Amarante, na região metropolitana de Fortaleza. Inserido no CIPP, encontra-se a Zona de Processamento de Exportação (ZPE), o único com essa abordagem no país, um local onde as indústrias instaladas nas redondezas funcionam com benefícios tributários cambiais e administrativos, estimulando a

industrialização e desenvolvimento da região. As condições de acesso são compostas por uma grande malha rodoviária que possui importantes rodovias como a BR-222 que leva até o Piauí e as rodovias do litoral que foram recentemente modernizadas. Na ZPE, existem empresas fornecedoras de aerogerador, torres de aço e concreto, pás, escadas internas e outros subcomponentes do sistema, componentes extremamente importantes na indústria eólica, além de inúmeras empresas que prestam serviços de interesse específicos na região (LUGO; FELBER; WITZEL, 2018).

Em relação a transmissão elétrica, de acordo com a Nota Técnica de Capacidade Remanescente de Escoamento publicada pelo ONS, dentre os 17 pontos de conexão solicitados para o Leilão de Energia Nova A-4 de 2017, 07 possuíam margem para escoar a energia de novos empreendimentos com 2,115GW de capacidade nas linhas de transmissão. Para o Leilão de Energia Nova A-4 de 2018 o estado do Ceará teve 5.261 MW de potência de projetos com DRO (Despacho de Requerimento de Outorga), sendo 3.111 MW de eólica. Um ponto interessante para se considerar é de que esses projetos foram concebidos para áreas afastadas do litoral cearense, o que já mostra uma mudança na percepção do investidor (LUGO; FELBER; WITZEL, 2018).

2.3 Anemometria, Campanha de Medição e Projetos Eólicos

Uma campanha de medição de vento no âmbito de energia eólica objetiva a realização de medições de fenômenos ambientais de modo a representar de maneira precisa as principais variáveis meteorológicas, fornecendo informações para a caracterização dos recursos eólicos de um determinado local ou região. Dentre as etapas de uma campanha de vento, destacam-se as práticas de anemometria em si, que corresponde a medição das velocidades de vento através de sensores.

A anemometria não é um conceito exclusivo do contexto da geração de energia eólica. Dessa forma, existem inúmeras formas distintas de medições que variam de acordo com a finalidade do estudo. De forma geral, os tipos de estudo relacionam-se com a capacidade de caracterização e o tamanho da área estudada (GRUBB; MEYER, 1993). Assim, pode-se dividir os tipos de pesquisa de campo em anemometria em:

a) Caracterização pontual do vento: visa a implantação de uma única turbina eólica neste local ou de local particular para estudos de CFD. Esse tipo de caracterização é menos comum por possuir muitas limitações em seu escopo (GRUBB; MEYER, 1993).

b) Caracterização dos recursos eólicos de uma área: visando subsidiar informações para um modelo de extrapolação de vento (microescala). Esse tipo de escopo é muito utilizado para os locais de implantação de turbinas eólicas, que necessita de um estudo de uma região não tão grande, mas com um bom grau de detalhamento e precisão (GRUBB; MEYER, 1993);

c) Caracterização dos recursos eólicos de uma região: objetiva obter informações para modelos atmosféricos complexos (mesoescala) por ter uma grande complexidade, necessita de equipamentos mais refinados caso deseje-se manter uma análise detalhada da anemometria do local (GRUBB; MEYER, 1993).

As boas práticas em campanhas de medição de ventos possuem extrema importância. Através delas, facilita-se a operação do sistema de medição, apresentando um bom índice de dados válidos. Além disso, auxilia na mitigação de ocorrências de problemas operacionais, garantia de menores níveis de incertezas relacionadas aos parâmetros eólicos que se desejam representar, na estimativa para projetos mais realistas, precisos e seguros. Outro ponto importante é que uma campanha de medição bem-feita e bem analisada facilita a obtenção de recursos financeiros para o desenvolvimento de projetos eólicos.

A campanha deve ser realizada de maneira estruturada e bem organizada, utilizando equipamentos seguros e de boa qualidade e técnicas eficientes em todos seus processos. Pode-se dividir uma campanha em etapas bem definidas para facilitar o seu gerenciamento. A primeira importante etapa seria a avaliação preliminar da área desejada. Essa etapa é deve ser uma identificação preliminar de uma possível área propícia para instalação do empreendimento, levando em consideração dados sintéticos, atlas e mapas eólicos, informações de moradores locais, temperatura, umidade, mapas topográficos, infraestrutura, zoneamento ambiental, entre outros fatores.

Espera-se que o local escolhido, além de ter ventos fortes e constantes, deve ser representativo para a maioria da área do parque eólico em relação ao relevo do seu entorno, sua altitude e temperatura. Deve também estar distante de obstáculos que afetem o comportamento do vento e ser de fácil acesso e seguro para os técnicos que irão realizar a campanha de medição. Outro fator importante é ser um lugar que sofra poucas mudanças de paisagem ao longo do tempo.

Depois da definição do local onde serão realizadas as medições, inicia-se a etapa de planejamento da campanha, definindo os métodos, estratégias e procedimentos que serão o escopo da campanha, como a quantidade de tempo da medição, altura das tomadas, planejamento e programação das demais etapas. Em seguida, pode-se iniciar a etapa de instalação e comissionamento da torre anemométrica, realizando a montagem, testes

operacionais e comissionamento de mastros, anemógrafos e sensores.

Com a torre montada e os sensores instalados, já se inicia a coleta de dados, que devem ser acompanhados e tratados constantemente por uma equipe de analistas treinados para identificar qualquer falha. Esse acompanhamento juntamente com as possíveis intervenções de manutenção futuras representam a etapa de operação e manutenção das torres anemométricas. Essa etapa é de acompanhar a evolução das transformações na torre, sensores e da área do seu entorno. Por fim, quando todo o período de operação planejado chegar ao fim, realiza-se o descomissionamento da torre, que é a retirada dos equipamentos instalados, tentando restaurar as condições paisagísticas do local. No entanto, caso um projeto seja desenvolvido a partir da campanha de medição, é comum que a torre e os sensores continuem funcionando como uma forma de acompanhamento auxiliar da usina.

2.4 Potência do Vento

Como dito anteriormente, a grande matriz responsável pela geração eólica é o vento. É a velocidade do vento que produz a energia cinética que será aproveitada e convertida em energia elétrica. É importante ressaltar que o vento possui característica estocástica, ou seja, existe uma variação tanto na sua direção quanto na sua velocidade no decorrer do tempo.

A expressão que consegue mensurar a potência energética inerente ao vento, é embasada na equação da energia cinética, Equação 1, onde é possível notar que a energia aumenta com o quadrado da velocidade do vento e tem relação direta com sua massa específica.

$$E_C = \frac{m_{ar}v^2}{2} \quad (1)$$

Onde:

- E_C significa energia cinética em joule (J);
- m_{ar} é a massa do volume de ar em análise (kg);
- v é a velocidade do vento (m/s).

Ao analisar qualquer forma de energia em função do tempo, obtêm-se a potência. Dessa forma, a potência fornecida pelo vento obtida com a variação da energia cinética em um determinado intervalo de tempo. O fluxo de massa de ar (\dot{M}_{ar}) é mais comumente representado

pelo produto entre a massa específica do ar e o volume de controle considerado ($\rho_{ar} \cdot \dot{V}$), que é possível observar na Equação 2.

$$P_V = \frac{\rho_{ar} \cdot \dot{V}_{ar} \cdot v^2}{2} \quad (2)$$

Onde:

- ρ_{ar} é a massa específica do ar (kg/m³);
- \dot{V}_{ar} é o fluxo do volume de controle estudado (m³/s);
- P_V é a potência de vento disponível (W);

Sabendo que o volume de controle pode ser, por sua vez, representado pelo produto da superfície de contato pela velocidade em um escoamento unidirecional, tem-se:

$$P_V = \frac{\rho_{ar} \cdot A_{ar} \cdot v^3}{2} \quad (3)$$

Onde:

- A_{ar} é a área de controle estudada (m²);

Com essa equação, observa-se que a potência disponível no vento é diretamente proporcional ao cubo de sua velocidade. A partir desse fato, percebe-se o quão grande podem ser as consequências de uma medição imprecisa do vento.

A previsão da potência de saída gerada por uma turbina eólica é uma etapa muito importante no projeto. Envolve considerações sobre o rotor, a caixa de engrenagens, o gerador e o sistema de controle. O procedimento de caracterização da potência de uma máquina eólica é um pouco diferente de acordo com a consideração adotada, podendo-se considerar uma turbina de velocidade fixa ou turbina eólica de velocidade variável.

O método utilizado para estimar a curva de potência para uma turbina eólica deriva da relação entre a velocidade do vento, a velocidade de rotação do eixo de transmissão do aerogerador e a velocidade de rotação de entrada do gerador, fixada pela frequência da rede. Além disso, todas as perdas de energia nesse processo devem ser consideradas.

A potência do rotor em função da velocidade de rotação deve ser prevista para uma série de velocidades do vento, aplicando estimativas para o coeficiente de potência C_p . A potência de saída em relação ao coeficiente aerodinâmico de potência e a velocidade do vento é dada por:

$$P_{ROTOR} = \frac{C_P \eta \rho_{ar} \pi R^2 v^3}{2} \quad (4)$$

O coeficiente aerodinâmico de potência do rotor tem um limite teórico máximo, que é muito difícil de se obter em termos práticos, conhecido como Limite de Betz ($C_P = 16/27 = 0,5926$). Em termos de valores aproximados, o coeficiente pode se aproximar de 0,5 para turbinas de grande porte com alta velocidade e três pás, e para as turbinas de menor porte com menor velocidade e mais pás o coeficiente fica entre 0,2 e 0,4 (PATEL, 1999).

2.5 Distribuição de Weibull

A Distribuição de Weibull é uma expressão desenvolvida pelo físico sueco Ernest Hjalmar Wallodi Weibull (1887-1979) que, ao estudar a fadiga de materiais em 1939, apresentou um modelo de planejamento estatístico que permitia reproduzir de forma gráfica simplificada a probabilidade de falhas.

Essa distribuição pode ser definida como uma função de distribuição de probabilidade contínua que pode ser utilizada com dois ou três parâmetros, e possuindo aplicações nas mais diversas situações (Barbosa, 2016). Após várias tentativas de previsão e caracterização de regimes de vento, percebeu-se que essa expressão poderia ser utilizada para representar a distribuição de probabilidade da velocidade do vento.

Além de caracterizar com uma boa correlação os regimes de vento, a função de Weibull é vantajosa pois necessita de apenas duas constantes a serem determinadas, podendo até mesmo ser extrapolada para caracterizar outras alturas para um mesmo valor de constantes e representa de forma satisfatória o regime de ventos de um local.

A distribuição de Weibull é utilizada para realizar o estudo do vento de determinado local e representa a função densidade de probabilidade $f(v)$ de ocorrer ao longo de um tempo t uma determinada velocidade de vento v . Esta função é calculada de acordo com a Equação 5 (BURTON *et al*, 2011):

$$f(v) = k \frac{v^{k-1}}{c^k} \exp \left[- \left(\frac{v}{c} \right)^k \right] \quad (5)$$

O parâmetro k é um adimensional denominado fator de forma e está relacionado à variância da velocidade do vento em torno da velocidade média, especificando a forma da

função de distribuição de Weibull. O parâmetro c , em m/s, é denominado de fator de escala e está relacionado à velocidade média do vento, sendo v , c e $k > 0$ (BURTON *et al*, 2011).

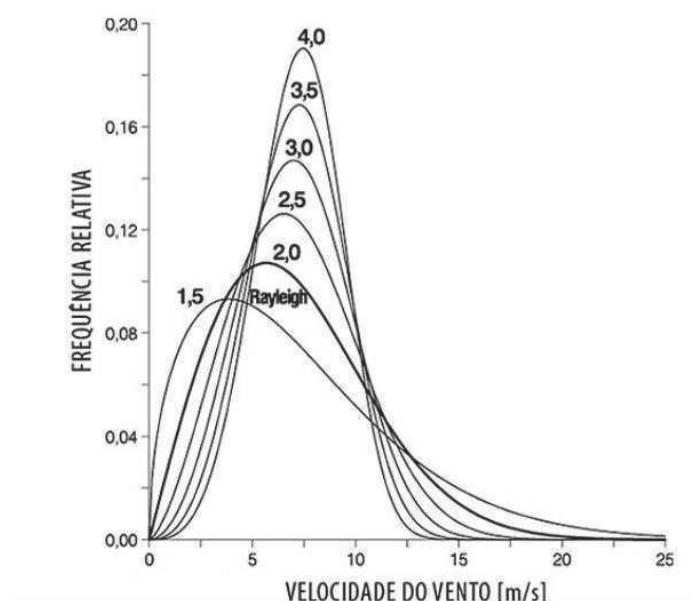
Além da função densidade probabilidade de Weibull, pode-se utilizar sua função cumulativa de distribuição, representada por $F(v)$, que é aplicável em intervalos nos quais a velocidade média por hora é maior que a velocidade v , e pode ser obtida por (Manwell, 2002):

$$F(v) = 1 - \exp \left[- \left(\frac{v}{c} \right)^k \right] \quad (6)$$

O parâmetro k é, por definição, inversamente proporcional às variações de regime de vento, estando relacionado diretamente com a intensidade de turbulência. Dessa forma, esse parâmetro representa o quão regular é o vento da região em termos de velocidade. Quanto maior o valor de k , menor a oscilação da velocidade (maior regularidade), menor a intensidade da turbulência e menor o espalhamento da curva da distribuição de frequência. Dessa forma, medições de vento em maiores altitudes tendem a ter um valor de k maior. Já o fator de escala c é proporcional à velocidade média da distribuição, de modo que os maiores fatores de escala correspondem também a velocidades de vento mais altas (CARVALHO, 2003).

Um exemplo de como essa distribuição pode ser facilmente gerida, mesmo com poucas informações, ainda apresentando bons resultados é a distribuição estatística de Rayleigh, que representa um caso particular da distribuição de Weibull para um fator de forma $k = 2$. Nesse caso, necessita-se caracterizar apenas um parâmetro de escala c . Esta função pode representar bem os regimes de vento de velocidades moderadas apesar de apresentar limitações para altas velocidades do vento (SILVA *et al.*, 1999). Uma aplicação útil da distribuição de Rayleigh ocorre quando se pretende caracterizar um local e não se dispõem de dados experimentais, unicamente a partir da velocidade média anual, podendo ser utilizada mesmo antes da implementação de uma campanha de medição (CASTRO, 2003). De forma geral, os valores de k situam-se entre 2 e 3, podendo atingir valores excepcionalmente maiores em regiões de ventos muito constantes, como o Nordeste brasileiro. A mudança de forma decorrente das variações do fator k , desde a distribuição de Rayleigh até um fator $k=4$ é representada na Figura 5.

Figura 5 - Distribuição de Weibull para diferentes valores do parâmetro k



Fonte: Atlas Eólico do Estado da Bahia (2013).

Como exposto, os parâmetros k e c apresentam uma importância muito grande para definição do estudo de densidade de probabilidade de velocidade dos ventos. Eles podem ser modelados por variados métodos determinísticos, que diferem entre si por complexidade e abordagem estatística. Com isso, determinar qual melhor método para cada regime de vento é essencial para obter uma boa aproximação da realidade.

2.6 Métodos Numéricos Determinísticos para Cálculo dos Parâmetros de Weibull

Um dos maiores desafios da utilização da distribuição de Weibull na representação do regime de ventos de uma determinada região é conseguir estimar os seus parâmetros de escala, c , e o de forma, k , de maneira que se alcance um ajuste com o menor erro possível. Para o cálculo desses parâmetros, muitas metodologias de cálculo determinísticos podem vir a ser empregadas.

Um modelo é determinístico quando tem um conjunto de entradas conhecido e do qual resultará um único conjunto de saídas. Em um método determinístico, a operação segue uma lógica predeterminada, de forma que uma entrada sempre gerará a mesma saída pois sempre passará pela mesma transformação (TURBAK; GIFFORD, 2008).

Para o cálculo dos parâmetros c e k da curva de Weibull, serão utilizados os métodos determinísticos aplicados por MAIA NETO (2012) com a finalidade principal de avaliar qual representa melhor o regime de ventos na região. Esses métodos são o Método Empírico, o Método da Energia Padrão, o Método Gráfico, o Método do Momento, o Método da Máxima Verossimilhança e o Método da Máxima Verossimilhança Modificado.

Cada método considerado dispõe de diferentes particularidades quanto a sua aplicação, forma de cálculo e tipo de dado requerido. O desempenho de cada método é muito relativo, podendo variar de acordo com as condições ambientais (como temperatura e relevo) e com as velocidades, direção e constância dos ventos, como pode ser observado no estudo de MAIA NETO (2012). Nesse trabalho foram estudados regimes de vento de duas cidades distintas e, como resultado, cada cidade apresentou um método diferente que melhor ajustava-se a seu regime de ventos, apesar de ambas possuírem características regionais bastante parecidas.

2.6.1 Método Empírico (ME)

É um método de resolução efetiva e clara. Necessita do cálculo prévio da velocidade média (\bar{v}) e do desvio padrão (σ) dos dados de velocidades de vento coletados na campanha de medição. Esses valores podem ser obtidos através da resolução das seguintes equações:

$$\bar{v} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N v_i \quad (7)$$

$$\sigma = \left[\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (v_i - \bar{v})^2 \right]^{1/2} \quad (8)$$

Onde N é o número de amostras de velocidade de vento e v é o valor da amostra. Após o cálculo dessas duas funções, pode-se aplicar a seguinte equação para obter o parâmetro k :

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{v}} \right)^{-1,086} \quad (9)$$

Com o fator de forma calculado, pode-se então calcular o de fator de escala c :

$$c = \frac{\bar{v}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (10)$$

Tal que a função Gama (Γ) é representada, para $x > 0$, pela Equação 11 (ANDREWS, 1992).

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} s^{x-1} e^{-s} ds \quad (11)$$

Analisando a expressão $1 + \frac{1}{k}$ podemos afirmar que:

$$k > 0 \rightarrow \left(1 + \frac{1}{k}\right) > 0 \quad (12)$$

Assim a Equação 11 é representativa para o cálculo da função gama para qualquer que seja o valor de k .

2.6.2 Método da Energia Padrão (MEP)

Esse método utiliza uma ferramenta de cálculo conhecida como fator padrão de energia (E_{pf}), um adimensional que representa a relação entre o total de energia que o vento dispõe e a potência que é efetivamente gerada por um aerogerador. Utiliza-se a velocidade cúbica média e a velocidade média elevada ao cubo do vento para encontra-lo, de forma que esse fator pode ser obtido pela Equação 13 (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2002):

$$E_{pf} = \frac{1}{N\bar{v}^3} \sum_{i=1}^N v_i^3 \quad (13)$$

Nessa equação, a variável N é o número de dados de velocidade, v_i representa o valor da velocidade do vento no instante i e \bar{v} é a média das velocidades de vento. A média dos cubos das velocidades do vento ($\overline{v^3}$) é dada por:

$$\overline{v^3} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N v_i^3 \quad (14)$$

Dessa forma, pode-se representar o fator de energia padrão simplificadamente da seguinte maneira:

$$E_{pf} = \frac{\bar{v}^3}{\bar{v}^3} \quad (15)$$

Os parâmetros k podem ser calculados por:

$$k = 1 + \frac{3,69}{E_{pf}^2} \quad (16)$$

$$c = \frac{\bar{v}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (17)$$

2.6.3 Método Gráfico (MG)

A partir da equação de densidade de probabilidade, que representa a função cumulativa de distribuição de Weibull, pode ser obtida a Equação 6, isolando o fator exponencial e tomando o logaritmo natural duas vezes, obtendo-se:

$$\ln\{-\ln[1 - F(v)]\} = k \ln v - k \ln c \quad (18)$$

Analisando essa representação e comparando-a com a representação clássica de um gráfico linear, pode-se fazer uma relação direta com um par ordenado (x, y) , onde pode-se representar a equação como uma do tipo:

$$y = ax + b \quad (19)$$

De tal forma que $\ln\{-\ln[1 - F(v)]\}$ representa o valor do eixo das ordenadas e $\ln v$ representa o valor do eixo das abcissas. Assim:

$$a = k \quad (20)$$

$$b = -k \ln c \quad (21)$$

$$c = \exp\left(-\frac{b}{a}\right) \quad (22)$$

Assim, para utilizar esse método, é necessário quantificar a função cumulativa de distribuição, em seguida identificar o par ordenado e calcular k e c . Para calcular qual seria essa solução, pode-se utilizar o método dos mínimos quadrados. Para utilizar esse método, deve-se reescrever o sistema linear como uma operação de matrizes, tal que:

Sendo A , B e X matrizes, representadas por:

$$A = \begin{bmatrix} 1 & x_1 \\ \vdots & \vdots \\ 1 & x_N \end{bmatrix} \quad (23)$$

$$X = \begin{bmatrix} b \\ a \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -k \ln c \\ k \end{bmatrix} \quad (24)$$

$$B = \begin{bmatrix} y_1 \\ \vdots \\ y_N \end{bmatrix} \quad (25)$$

$$AX = B \quad (26)$$

Onde $x_i = \ln v_i$ e $y_i = \ln\{-\ln[1 - F(v_i)]\}$ e onde N é o número total de dados de velocidade. Assim, esse sistema pode ser resolvido multiplicando a matriz transposta de A , tal que:

$$A^T AX = A^T B \quad (27)$$

Dessa forma, tem-se que:

$$\begin{bmatrix} N & \sum_{i=1}^N x_i \\ \sum_{i=1}^N x_i & \sum_{i=1}^N x_i^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} b \\ a \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sum_{i=1}^N y_i \\ \sum_{i=1}^N x_i y_i \end{bmatrix} \quad (28)$$

Então calcula-se a e b pelo sistema:

$$\begin{cases} Nb + a \sum_{i=1}^N x_i = \sum_{i=1}^N y_i \\ b \sum_{i=1}^N x_i + a \sum_{i=1}^N x_i^2 = \sum_{i=1}^N x_i y_i \end{cases} \quad (29)$$

A partir dessa solução, determinam-se os valores de k e c pelas Equações 20 e 22, respectivamente.

2.6.4 Método do Momento (MM)

O Método do Momento foi proposto por Justus e Mikhail (1978). É recomendado quando a média e o desvio padrão dos elementos são conhecidos e estão em escala apropriada, já que esses são os elementos principais do cálculo e são suficientes para o processo.

Apresentou-se anteriormente outras formas de obter os valores \bar{v} e σ (Equações 7 e 8), no entanto, para esse método, a velocidade média (\bar{v}) e o desvio padrão (σ) podem também ser obtidos, respectivamente, pelas seguintes formulações:

$$\bar{v} = c \left[\Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right) \right] \quad (30)$$

$$\sigma = c \left[\Gamma \left(1 + \frac{2}{k} \right) - \Gamma^2 \left(1 + \frac{1}{k} \right) \right]^{1/2} \quad (31)$$

Para isolar o parâmetro k , podemos relacionar as duas equações acima e obter a seguinte expressão.

$$\frac{\sigma}{\bar{v}} = \left[\frac{\Gamma \left(1 + \frac{2}{k} \right)}{\Gamma^2 \left(1 + \frac{1}{k} \right)} - 1 \right]^{1/2} \quad (32)$$

A partir de então o parâmetro k pode ser calculado a partir de um processo iterativo, tal que é necessário supor um valor inicial para esse fator. Estudos de tentativa e erro mostram que a forma mais segura a ser utilizada seria afirmar que $k=2$ como suposição inicial (modelo de Rayleigh) (SEGURO; LAMBERT, 2000). Assim, k é calculado por:

$$\frac{\Gamma \left(1 + \frac{2}{k} \right)}{\Gamma^2 \left(1 + \frac{1}{k} \right)} - \left(\frac{\sigma}{\bar{v}} \right)^2 - 1 = 0 \quad (33)$$

Nessa equação, k é um valor que muda a cada iteração, sofrendo um incremento de 10^{-7} , valor relativamente pequeno para obtenção de um resultado preciso. Esse processo é repetido até que o termo da esquerda da Equação 33 seja muito próximo de zero. Quando isso ocorrer, o parâmetro k estará definido. Com o fator de forma definido, o parâmetro c pode ser calculado por qualquer uma das Equações 30 ou 31 do método.

2.6.5 Método da Máxima Verossimilhança (MMV)

A solução do Método da Máxima Verossimilhança envolve o emprego de uma matemática não trivial que, em geral, não é facilmente obtida. O método tem como base a resolução indireta de uma equação de definição do parâmetro de forma k utilizando técnicas de iteração numérica. O fato de se tratar de um procedimento iterativo torna o trabalho mais complexo, porém bastante eficaz.

$$k = \left(\frac{\sum_{i=1}^N v_i^k \ln(v_i)}{\sum_{i=1}^N v_i^k} - \frac{\sum_{i=1}^N \ln(v_i)}{N} \right)^{-1} \quad (34)$$

Nessa equação, os valores correspondentes às velocidades instantâneas são representadas pela variável v_i , dada em m/s e N é o número total de valores de velocidade diferentes de zero. É interessante observar que os valores de v_i estão presentes também como denominador da equação, dessa forma valores de velocidade iguais a zero devem ser excluídos da análise. Determinado o k , o parâmetro c pode ser calculado pela Equação 35.

$$c = \left(\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N v_i^k \right)^{1/k} \quad (35)$$

2.6.6 Método da Máxima Verossimilhança Modificado (MVM)

O Método da Máxima Verossimilhança possui resolução similar ao do método anterior e somente pode ser utilizado se os dados relativos à velocidade do vento estiverem na forma de uma distribuição de frequência de Weibull (CHANG, 2011). Esse método foi proposto como uma modificação do método citado na Seção 2.6.5.

Para esse método, as velocidades são divididas em intervalos, de modo que podem ser utilizados os valores de frequência relativa da velocidade no intervalo (v_{if}), o número de intervalos (n) e o valor da velocidade medido no intervalo (v_i). O valor de n é obtido através da seguinte equação:

$$n = \frac{v_{max}}{3,3 \ln(N) + 1} \quad (36)$$

$$k = \left[\frac{\sum_{i=1}^N v_i^k \ln(v_i) f(v_i)}{\sum_{i=1}^N v_i^k f(v_i)} - \frac{\sum_{i=1}^N \ln(v_i) f(v_i)}{f(v \geq 0)} \right]^{-1} \quad (37)$$

Após determinar o valor atribuído ao parâmetro de forma k , calcula-se o valor do parâmetro c com a seguinte equação:

$$c = \left(\frac{1}{f(v \geq 0)} \sum_{i=1}^N v_i^k f(v_i) \right)^{1/k} \quad (38)$$

2.6.7 Método de Energia Equivalente (MEE)

Neste método, utiliza-se uma modelagem matemática que resulta numa equação com apenas uma variável k , desenvolvida a partir de um estimador de mínimos quadrados e estimada através de iterações. Os dois parâmetros de Weibull são alcançados a partir da equivalência da densidade de energia da curva teórica e da densidade de energia das observações. As equações utilizadas nessa metodologia são as seguintes:

$$\sum_{i=1}^n \left[W_{v_i} - e \left\{ \frac{(v_{i-1} [\Gamma(1 + \frac{3}{k})] 1)}{3} \right\}^k + e \left\{ \frac{(v_i [\Gamma(1 + \frac{3}{k})] 1)}{3} \right\}^k \right]^2 = \sum_{i=1}^n (\varepsilon_{v_i})^2 \quad (39)$$

$$c = \left[\frac{v_m^3}{\Gamma(1 + \frac{3}{k})} \right]^{\frac{1}{3}} \quad (40)$$

Onde W_{v_i} corresponde a frequência de ocorrência da velocidade, n o número de intervalos, v_i o valor do limite superior do intervalo de velocidade, v_m^3 a velocidade cúbica média das amostras e $(\varepsilon_{v_i})^2$ é a soma dos quadrados dos erros de aproximação.

2.7 Testes de Análise de Erro

Validar a coerência dos métodos aplicados no cálculo dos parâmetros de Weibull é uma etapa imprescindível para a garantia de uma distribuição confiável, além de fornecer a informação de qual o método mais adequado para o estudo em questão. Dessa forma, deve-se aplicar os testes estatísticos em cada um dos métodos com o objetivo de encontrar o erro inerente a cada um deles, quantificando sua dispersão e verificando sua correlação (MAIA NETO, 2012).

O erro apresentado por estes testes pode estar correlacionado a problemas no tratamento dos dados, as aleatoriedades nas velocidades ou mesmo as questões de relevo e clima anteriormente mencionadas. Para garantir que todos os aspectos foram considerados na análise, é importante realizar mais de um método de verificação de erros, já que nenhum método apresenta a mesma metodologia que outro e costuma ter abordagens diferentes ao identificar as falhas. Dessa forma, apresenta-se a seguir alguns métodos utilizados na validação dos cálculos aqui implementados.

2.7.1 Teste da Raiz Quadrada do Erro Quadrático Médio (RMSE)

O teste da Raiz Quadrada do Erro Quadrático Médio (*RMSE*) mostra o quanto duas amostras estão distantes com base no grau de dispersão entre elas e entre um valor médio esperado. Depois de analisado o grau de dispersão, calcula-se a média das divergências entre esses dados. Trata-se de uma análise de previsão, já que é realizada com as amostras e não com o resultado do cálculo.

Os erros apontados por esse método são aqueles oriundos, em geral, devido a aleatoriedade nas amostras ou a dados indevidamente validados ou invalidados. Segundo Scheaffer *et al.* 2011, pode ser obtido através da seguinte formulação:

$$RMSE = \sqrt{MSE} = \sqrt{E[(y_i - x_i)^2]} \quad (41)$$

Onde $E(x)$ é a esperança de uma população x , que representa o valor esperado para aquele instante, representada pela Equação 42, sendo μ a média dessa população.

$$E(x) = \mu = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i \quad (42)$$

Ou seja, a esperança, nesse caso, é a própria média das amostras. Ao relacionar as Equações 43 e 45 tem-se, portanto:

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - x_i)^2} \quad (45)$$

2.7.2 Teste do Coeficiente de Determinação (R^2)

Esse teste consiste em comparar os valores reais das amostras com os valores calculados através do método utilizado para determinação dos parâmetros de Weibull. O coeficiente de determinação é uma medida da relação que determina o quão a curva é bem ajustada. Esse teste retorna um valor entre 0 e 1, de forma que, quanto mais próximo o valor calculado for do valor real, mais próximo de 1 será o valor retornado. Desse modo, quanto mais próximo de 1, menor o erro. A expressão do R^2 (coeficiente de determinação) é dada por:

$$R^2 = 1 - \frac{SSE}{SST} \quad (46)$$

Onde o SSE é o erro da soma dos quadrados e SST é a soma total dos quadrados, dados por:

$$SSE = \sum_{i=1}^N (y_i - x_i)^2 \quad (47)$$

$$SST = \sum_{i=1}^N (y_i - \bar{y})^2 \quad (48)$$

Onde y_i é o valor da amostra e x_i é o valor calculado do elemento, N é o número total de dados e \bar{y} é a média de todos os valores da amostra.

Esse teste é muito difundido por sua simplicidade e sua confiabilidade, dependendo da quantidade de amostras. No entanto, apesar de sua aparente facilidade, uma quantidade muito grande de dados ou com alto grau de aleatoriedade, como os utilizados nesse estudo, podem o

elevar a um nível mais complexo (WALPOLE *et al.*, 2012).

2.7.3 Teste do Erro Médio Absoluto (MAE)

Esse teste propõe o cálculo do grau de dispersão entre duas variáveis e a média dessa divergência absoluta. O teste do erro médio absoluto é uma forma de mensurar a magnitude do erro entre dois conjuntos de dados distintos. Assim, por representar uma medida absoluta, quanto menor o *MAE*, menor será o erro e conseqüentemente a diferença entre os dados reais e os calculados, resultando em uma curva mais bem ajustada. O erro médio absoluto é dado por (UPTON; COOK, 2014):

$$MAE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |y_i - x_i| \quad (49)$$

Sendo y_i o valor real e x_i o valor calculado do elemento i , e N é o número total de dados. O *MAE* é bem utilizado para modelos nos quais qualquer divergência entre os valores medidos e calculados sejam igualmente indesejadas, pois descreve o erro médio por si só (WILLMOTT; MATSUURA, 2005).

2.7.4 Teste de Erro de Densidade de Potência (EDP)

Como dito anteriormente, pode-se calcular a potência média do vento apenas com os valores de velocidade, área do rotor do aerogerador e densidade do ar, a partir da Equação 3. Quando deseja-se obter uma relação de potência com valores derivados exclusivamente do regime de ventos do local, utiliza-se a seguinte forma:

$$\frac{P_V}{A_{ar}} = \frac{\rho_{ar} \cdot v^3}{2} \quad (50)$$

Essa equação é conhecida como Densidade de Potência do Vento, isso por que utiliza apenas variáveis relativas somente ao regime de vento para determinar seu potencial por unidade de área (W/m²).

Para aplicação eólica, os valores instantâneos de velocidade não representam bem o potencial de uma região, já que a velocidade do vento é muito variada dentro desse espectro. Por isso, costuma-se utilizar nessa equação a média dos cubos das velocidades médias de vento ($\overline{v^3}_{medido}$), representada por (JAMIL, 1995):

$$\overline{v^3}_{medido} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N v_i^3 \quad (51)$$

De modo semelhante, para utilização do método, pretende-se determinar o valor do cubo das velocidades médias de cada método, para então compará-lo com o dos dados medidos. Para isso, utiliza-se a Equação 17 para encontrar o resultado:

$$\overline{v^3}_{calculado} = c^3 \Gamma \left(1 + \frac{3}{k} \right) \quad (52)$$

Nessa formulação, cada k calculado para cada método será a variável utilizada para estimar o valor de $\overline{v^3}_{calculado}$ e, conseqüentemente, o valor da densidade de potência, que deve então ser comparado ao real medido.

Assim, para avaliar a diferença entre a densidade de potência obtida pelos dados de velocidade reais e pelo conjunto de parâmetros calculados por cada método, aplica-se um erro relativo percentual, cujo resultado será denominado *EDP*, tal que:

$$EDP = \frac{\frac{\overline{P}}{\overline{A}_{medido}} - \frac{\overline{P}}{\overline{A}_{calculado}}}{\frac{\overline{P}}{\overline{A}_{medido}}} = \frac{\frac{\rho \overline{v^3}_{medido}}{2} - \frac{\rho \overline{v^3}_{calculado}}{2}}{\frac{\rho \overline{v^3}_{medido}}{2}} \quad (53)$$

$$EDP = \frac{\overline{v^3}_{medido} - \overline{v^3}_{calculado}}{\overline{v^3}_{medido}} \quad (54)$$

Dessa forma, quão menor for o valor de *EDP*, menor será o valor do erro obtido.

3 METODOLOGIA

3.1 Aquisição de Dados Anemométricos

A coleta de dados representa uma etapa importante do processo de determinação do potencial eólico. Para que os dados coletados apresentem uma uniformidade mínima são necessários alguns cuidados, tais como garantir a padronização na instalação e operação dos equipamentos, realizar manutenção e calibração periódica e assegurar a padronização no processo de coleta (frequência de aquisição de dados, período de amostragem, posicionamento dos equipamentos, etc.).

A utilização de equipamentos confiáveis é essencial para confirmar a validade da pesquisa, pois garante uma amostragem de dados suficientemente confiável e justificada. Assim, nesta sessão serão apresentadas as principais informações a respeito da coleta de dados, como as condições de coleta, os equipamentos utilizados (assim como suas configurações e metodologias de funcionamento) e o tratamento recebido pelos dados utilizados.

3.2 Localização da Torre Anemométrica

A torre anemométrica de referência do projeto eólico se encontra no Cariri, região sul do Ceará. Essa região é um altiplano que se encontra dentro da área conhecida como Chapada do Araripe, muito próximo a divisa entre os estados do Ceará e de Pernambuco. O local de implantação do projeto eólico se encontra a, aproximadamente, 550km de Fortaleza, capital do Estado do Ceará.

O local de instalação foi considerado adequado e garante a obtenção de registros de vento representativos para uma satisfatória caracterização dos recursos eólicos do local, e posterior aplicação nos modelos de previsão da geração anual de energia. Tal afirmação é assegurada pela posição de instalação da torre, que levou em conta aspectos da orografia, de rugosidade do solo e influências de obstáculos.

O terreno é caracterizado pela presença de solos do tipo Latossolo vermelho-amarelo, e é bastante homogêneo com relação às condições de orografia e rugosidade. São solos medianamente bem drenados, de cores vermelhas a vermelho-amareladas, de textura argilosa ou muito argilosa, com características químicas de limitações ao aproveitamento agrícola.

A área, quase em sua totalidade, apresenta relevo simples, predominantemente plano, com declividades suaves, e é extremamente propícia à captação da energia dos ventos, em especial por conta de sua altimetria (entre 800m e 900m). Além disso, não são observados obstáculos ao fluxo eólico na área interna da propriedade, o que é absolutamente favorável à captação da energia dos ventos.

Figura 6 – Vistas do local do empreendimento.



Fonte: Instalação e Comissionamento de torre anemométrica (2011)

3.3 Sistema de Medição


Os dados de vento de referência deste trabalho foram obtidos a partir de um sistema computadorizado de aquisição de dados de vento instalado sobre uma torre metálica treliçada, triangular e estaiada com 78 metros de altura. A configuração especificada para esta campanha de medição do vento baseia-se na medição da velocidade e da direção do vento e da temperatura do ar em três diferentes alturas, sendo estas: 78 metros (velocidade, direção e temperatura), 50 metros (velocidade e direção), 21,6 metros (velocidade) e 20,8 metros (temperatura).

3.3.1 Sensores de Velocidade de Vento

Os sensores de medição da velocidade de vento utilizados no sistema de aquisição foram fabricados pela NRG Systems Inc. Todos os anemômetros instalados pertencem à linha Maximum #40. Na linha de anemômetros Maximum #40, três copos cônicos são arranjados em um rotor horizontal. O rotor é centrado por um eixo vertical que governa um sistema de geração de sinal baseado em um elemento magnético (ímã). A cada rotação do eixo, o ímã de 4 polos induz dois ciclos de onda senoidal em uma bobina estacionária de indução, produzindo um sinal de saída de frequência linearmente proporcional à velocidade do vento.

Os parâmetros construtivos do sensor de velocidade de vento modelo NRG Maximum #40 são apresentados na Figura 7.

Figura 7 - Parâmetros construtivos do sensor de velocidade.

Sentido de rotação	Anti-horário	
Diâmetro do copo	50,5 mm	
Diâmetro do rotor	190 mm	
Peso do rotor	1 65 g	
Altura total do sensor	75 mm	
Peso total do sensor	140 g	
Pulsos por rotação	2	
Momento de inércia do rotor	$68 \times 10^{-6} \text{ kg.m}^2$	
Constante de distância	3,0 m	
Coef. de arrasto (face convexa)	0,38652	
Coef. de arrasto (face côncava)	121,450	

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Os anemômetros utilizados para a medição do vento no projeto foram individualmente calibrados pela *OTECH Engineering Inc.*, utilizando procedimentos de calibração em túnel de vento. A equação obtida para representação da velocidade do vento a partir do sinal do sensor foi a seguinte:

$$\text{Velocidade do vento [m/s]} = 0,765 \times \text{sinal [Hz]} + 0,35 \text{ m/s} \quad (55)$$

Os dados de vento coletados pela torre anemométrica permitiram a obtenção dos seguintes parâmetros:


- Valores médios e desvios padrão;
- Fatores de correlação e autocorrelação;
- Perfil da variação da velocidade;
- Níveis de intensidade de turbulência;

3.3.2 Sensores de Direção de Vento

Os instrumentos de medida da direção do vento utilizados no sistema de aquisição foram fabricados pela NRG Systems Inc. e pertencem à linha de precisão #200P. Nessa linha de sensores, a cauda posterior (*vane*) direciona um conjunto móvel para os ventos incidentes. O conjunto móvel do sensor é centrado por um eixo vertical diretamente conectado a um sistema de geração de sinal, baseado em um potenciômetro condutivo de resistência total de 10 k Ω e com zona morta de $\pm 4^\circ$. O potenciômetro é estacionário e se posiciona no copo do sensor. Um sinal análogo de tensão, diretamente proporcional à direção do vento, é produzido quando uma excitação constante em CC é aplicada ao potenciômetro.

Os parâmetros construtivos do sensor de direção de vento modelo NRG #200P são apresentados na Figura 8.

Figura 8 - Parâmetros construtivos do sensor de direção.

Comprimento do conjunto móvel	210 mm	
Altura total	120 mm	
Peso total	140 g	
Tipo de sinal de saídas	DC analógico	
Resolução do sensor	+/- 1,5°	
Precisão do sensor	+/- 2°	
Zona morta do sensor	+/- 4°	
Compensação da zona morta	Resistor de 100 Ω	

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Os parâmetros de montagem para este tipo de equipamento são: a diferença entre o norte magnético e o norte de referência do sensor, que é representada por um *offset* na função de transferência linear, e a declinação magnética da região; sendo esta arredondada em 22° W.

$$\text{Direção [graus]} = 0.351 \times \text{sinal [tensão CC]} + 0^\circ \quad (56)$$

Os dados de vento coletados pela torre anemométrica permitiram a obtenção dos seguintes parâmetros:

- Valores médios e identificação dos setores predominantes;
- Velocidades médias nos setores de direção;
- Fatores de correlação;
- Perfil da variação da direção.

3.3.3 Anemógrafo e Sensores de Temperatura

Os dados de vento foram registrados a partir de um anemógrafo computadorizado, especialmente desenvolvido para medições eólicas, modelo *NRG Symphonie PLUS*, fabricado pela *NRG Systems Inc.*, EUA. Esse equipamento possui uma taxa de amostragem de 1 Hz e foi programado para realizar registros num intervalo de integração de 10 minutos.

Os sensores de temperatura utilizados no sistema de aquisição foram fabricados pela *NRG Systems Inc.* e pertencem à linha de precisão #110S. A constituição do sensor de temperatura é bastante simples, formado apenas de uma sonda de alumínio e estrutura de termoplástico. O sensor é excitado por uma tensão de 4 a 35 V e gera um sinal de tensão de saída de 0 a 2,5 V, proporcional a temperatura ambiente. A estrutura de termoplástico protege a sonda de alumínio da incidência solar (raios UV) de modo a garantir coerência nas medições de temperatura.

3.4 Armazenamento e Validação dos Dados Anemométricos

Para assegurar a perenidade dos dados tratados é necessário garantir a existência de mecanismos apropriados de armazenamento, que não sofram descontinuidades nem interferências. Esses mecanismos servirão, também, para alertar toda vez que houver variações inesperadas nos dados coletados ou variações contínuas que não sejam justificadas.

O armazenamento dos dados da torre anemométrica em questão ocorreu em cartões de memória do próprio anemógrafo, que podiam ser recolhidos mensalmente pela equipe de técnicos. Além disso, a torre possui sistema de envio de dados remotamente por telemetria, o que garante que os dados sejam enviados diariamente para equipe de analistas que acompanhou esses dados.

Um aspecto importante desse armazenamento é que, para cada conjunto de dados, haverá sempre pelo menos dois arquivos. O primeiro arquivo conterá os dados devidamente tratados e o segundo conterá os dados apenas convertidos para um formato padrão (ou “formato de trabalho”). Esse segundo arquivo (contendo os dados brutos) servirá para possíveis análises futuras ou para correção de possíveis erros de análise e tratamento.

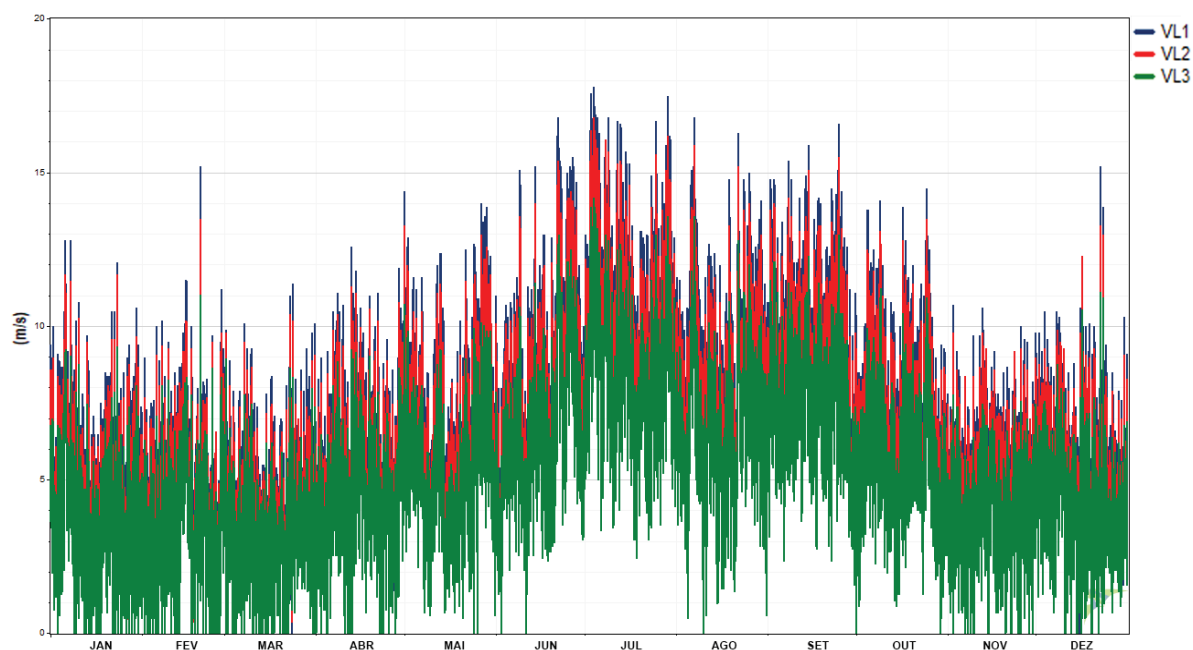
Em relação ao tratamento dos dados, a primeira etapa consiste apenas na conversão de formato dos dados brutos para o formato padrão. Como o mercado de equipamentos de medição de velocidade do vento apresenta diversos fabricantes e modelos de anemômetros, é

necessário muitas vezes transformar os formatos de dado bruto diário em outros formatos para leitura em softwares mais apropriados ou mesmo para compilação desses dados em períodos de tempo maior, como semanas, meses ou anos.

O anemógrafo usado foi um *NRG Symphonie PLUS*, utiliza-se o software *Symphonie Data Retriever* para realizar essa primeira etapa. Esse é um software fornecido pelo próprio fabricante e que permite a compilação dos dados diários e a sua exportação em diversos tipos de formatos de saída. Para esse estudo, os dados brutos encontravam-se em formato *.rwd* e foram compilados para análise mensal e anual em formato *ASC II .txt*. Nesse software, é possível alterar o condicionamento dos dados, como os parâmetros de calibração, filtragem de dados e informações de canais de conexão, por exemplo. No entanto essas mudanças não foram necessárias durante esse estudo.

Após essa compilação, pode-se iniciar o tratamento dos dados de forma efetiva. Os dados compilados são então plotados em algum *software* para visualização dos dados. Existem inúmeros softwares diferentes que podem ser utilizados, desde programas e rotinas em sistemas de desenvolvimento de programação, até softwares criados especificamente para essa função. O *software* utilizado nesse estudo foi o *Windographer*, um software desenvolvido para análise de dados de vento.

O *Windographer* é largamente utilizado na análise eólica por ser um programa especializado no tratamento desse tipo de dado, de modo que a sua forma de mostrar os gráficos, suas ferramentas de análise, de comparação de dados, suas relações e disposições gráficas ajudam bastante desde a validação dos dados até a elaboração de relatórios de acompanhamento. Ele apresenta gráficos simples e atraentes, diversas opções de visualização em datas e opções de edição de dados, seleção de sensores e opções de gravar modelos configuráveis para diferentes torres. No Gráfico 1, pode-se visualizar os dados de velocidade de vento da localidade apresentado pelo software *Windographer*.

Gráfico 1 – Velocidade de vento em 2017 - *software Windographer*

Fonte: Elaborado pelo autor.

Com os dados plotados em um gráfico, pode-se iniciar a etapa de análise dos dados. A análise estatística tem por objetivo recolher inconformidades, analisá-las e interpretá-las quanto ao número e frequência de ocorrência, admitindo que o resultado efetivo é determinado pelas condições as quais o experimento é executado. Como os dados de vento tem um elevado grau de aleatoriedade, qualquer análise de metodologia comum de distorção de dados como eliminação de *outliers* ou comparações em relação à média seriam inapropriadas por acabarem desconsiderando dados referentes a rajadas e calmarias, por exemplo. Várias metodologias em relação a esses tipos de “análise crua” foram elaboradas, no entanto, revelam-se pouco confiáveis quando utilizadas em regiões com características diferentes daquela estudada. Dessa forma, a análise visual através da disposição gráfica torna-se um método mais produtivo e confiável (KOZIEVITCH, 2005).

Na análise dos dados, existem várias formas de identificar se um dado está dentro da normalidade ou não. A forma mais simples de teste de validação é observar a faixa de operação do sensor. Cada dado de cada parâmetro de vento é comparado ao limite admissível inferior e superior do respectivo sensor. Este teste de validação é utilizado para identificar registros incoerentes que se relacionam a distúrbios operacionais no anemógrafo e sensores, além de erros de memória, envio e leitura dos registros.

Outra forma de identificar erros é observar registros consecutivos. Este teste de validação consiste em identificar ocorrências de dados de mesmo valor em períodos sucessíveis. Cada valor é comparado aos valores de uma sequência prontamente consecutiva contendo N registros que não apresentam variação. Este teste de validação é eficiente para a identificação de sensores inoperantes, descontinuidade total dos sinais dos sensores e interrupção no movimento de rotação dos anemômetros e sensores de direção.

Uma abordagem complementar é fazer a correlação entre as amostras de dados disponíveis. Este teste de validação baseia-se na comparação entre o valor do registro e uma faixa de ocorrências estimada a partir de outras medições semelhantes. utilizado na identificação de problemas como descontinuidade intermitente do sinal e alguns casos de desgaste natural dos anemômetros.

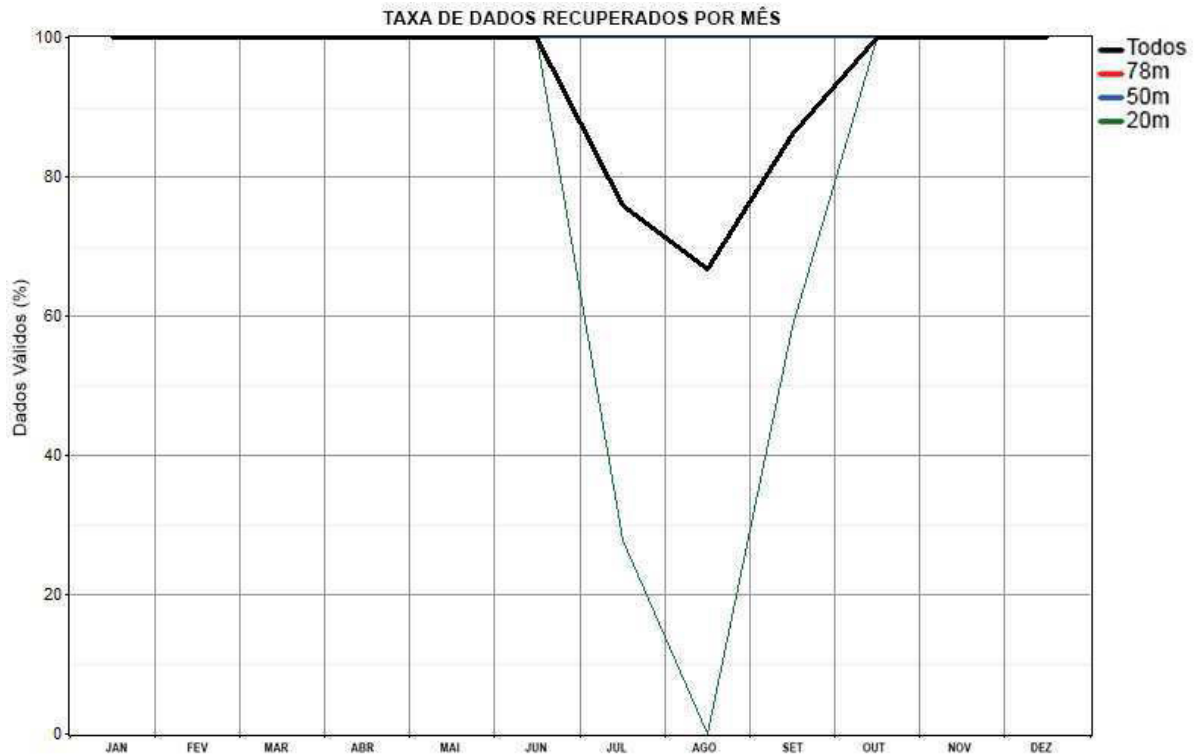
Pode-se também realizar uma interpretação a partir da utilização do gráfico de desvio padrão dos dados de vento, disponibilizados dentre os dados de saída do anemógrafo para determinar a variação admissível. Essa validação baseia-se na comparação entre o valor do desvio padrão do registro e uma faixa de ocorrências expectável, com base nas condições de vento do local e na natureza da variável medida, utilizado na identificação de problemas como descontinuidade intermitente do sinal e alguns casos de desgaste natural dos anemômetros.

Por último, um tipo de teste bastante útil é comparar os valores medidos com os valores obtidos no histórico da torre anemométrica ou com os valores de torres anemométricas próximas àquela avaliada. Dependendo do tipo de dado e do sensor, essa comparação pode ajudar na identificação de erros graduais, necessidades de manutenção e identificação de picos incoerentes.

Baseando-se nessas formas de análise combinadas, realizou-se a validação dos dados anemométricos utilizados nesse estudo. Os dados disponibilizados correspondem aos anos de 2016, 2017 e 2018, até o mês de agosto e foram compilados mensalmente e anualmente para validação.

No ano de 2016 houve uma grande quantidade de dados invalidados, então os cálculos de velocidade de vento para a altura de 20m ficaram comprometidos. A seguir apresenta-se um gráfico com a quantidade de dados disponíveis para cálculo em função do tempo.

Gráfico 2 – Porcentagem de dados válidos no ano de 2016.



Fonte: Elaborado pelo autor.

3.5 Desenvolvimento de Algoritmo no *Software R Studio*

Para realizar o cálculo dos parâmetros k e c para cada método estudado, construir o histograma das amostras de velocidades de vento, traçar as curvas da distribuição de Weibull para cada método e fazer a análise do erro de cada método foi desenvolvido um algoritmo de programação na linguagem R no software *R Studio*.

O R combina características de uma linguagem de programação e de um ambiente para computação estatística e gráficos. Dentre suas características, a principal é a sua compatibilidade para variados sistemas operativos e demandas de uso. Essa linguagem foi desenvolvida com o objetivo de realizar análise de dados estatísticos e produção de gráficos. Dessa forma, oferece em sua biblioteca uma grande variedade de modelos de análise estatística e técnicas gráficas diferenciadas, tendo uma capacidade de processar um volume grande de dados de diferentes formas. Essas características foram essenciais para o desenvolvimento do algoritmo utilizado neste trabalho.

3.6 Cálculo dos Parâmetros de Weibull k e c

Os parâmetros k e c foram calculados com base nas metodologias e equações apresentadas nesse trabalho, que são as metodologias de cálculo do Método Empírico, do Método da Energia Padrão, do Método Gráfico, do Método do Momento, do Método da Máxima Verossimilhança e do Método da Máxima Verossimilhança Modificado.

Utilizou-se como base a amostragem de velocidades de vento analisadas e tratadas, como citado na Sessão 3.4, com dados fornecidos em um período de 2 anos e 7 meses, integralizados em uma taxa de 10 min. Os dados foram tomados nas alturas de 78m, 50m e 20m de altura, que foram analisadas individualmente para serem posteriormente comparadas entre si.

3.7 Aplicação dos Testes de Erro Estatísticos

De forma semelhante ao cálculo dos parâmetros k e c , para a análise dos resultados, realizou-se o cálculo dos erros de acordo com as metodologias de teste apresentadas na Sessão 2.6, correspondentes ao Teste da Raiz Quadrada do Erro Quadrático Médio, Teste do Coeficiente de Determinação, Teste do Erro Médio Absoluto e Erro de Densidade de Potência.

Para cada resultado encontrado em cada método, foram aplicados estes testes estatísticos, de modo a possibilitar a comparação entre os mesmos. Para os três primeiros testes, para cada conjunto de k e c alcançado, foi calculada a densidade de probabilidade a partir da função *dweibull* presente no R, que recebe os pontos médios de cada intervalo, o valor de k e o valor de c e determina a frequência de ocorrência dos intervalos. A densidade de probabilidade dos dados reais é armazenada então na variável *histograma\$density* obtida anteriormente.

Após aplicar os testes, os erros calculados são armazenados na mesma matriz dos resultados, sendo as soluções do *RMSE*, do R^2 e do *MAE* acomodadas, respectivamente, na terceira, quarta e quinta colunas. Os erros foram guardados na linha correspondente ao método que os originou, para posterior avaliação. A execução dos testes se deu a partir de um programa em R.

Para o quarto método, o *EDP*, calcula-se a densidade de potência a partir dos valores médios medidos, pela Equação 51. Depois, calcula-se pela Equação 52 os valores médios calculados, de forma que o erro relativo percentual entre elas representa o *EDP*. Após

a execução do teste, os erros foram armazenados na última coluna da matriz de resultados obtida anteriormente, sendo cada erro alocado na linha que corresponde ao método utilizado para calcular os dados hipotéticos. A execução do erro de densidade de potência se deu a partir de um programa escrito na linguagem R.

3.8 Construção dos Gráficos

Após o tratamento dos dados, o cálculo dos parâmetros de Weibull pelos métodos apresentados e após o cálculo dos erros, utilizou-se a matriz de resultados obtidos para construção dos gráficos de visualização dos dados e das curvas obtidas.

Assim, para cada método e para cada altura de medição, foi plotado o histograma e, sobre ele, foi produzida a curva de Weibull a partir dos parâmetros obtidos pelos procedimentos utilizando a função *curve*. Essa função recebe um vetor de densidades de probabilidade, calculado pela função *dweibull*, que recebe o k e o c desejados e, em seguida, criando a curva de Weibull.

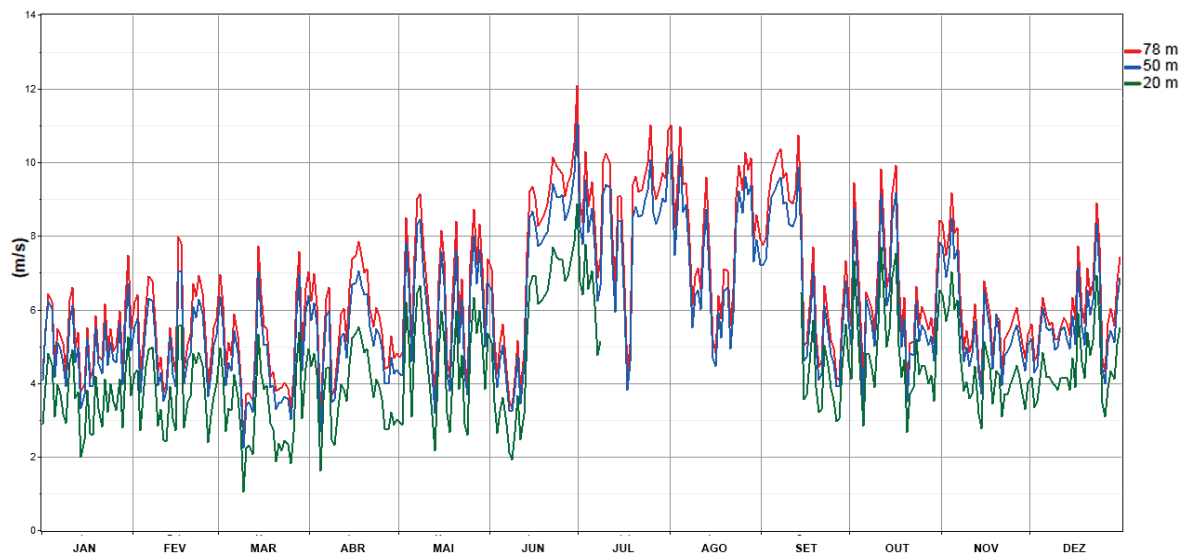
4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

4.1 Estudo da Série Temporal de Vento

4.1.1 As Velocidades de Vento

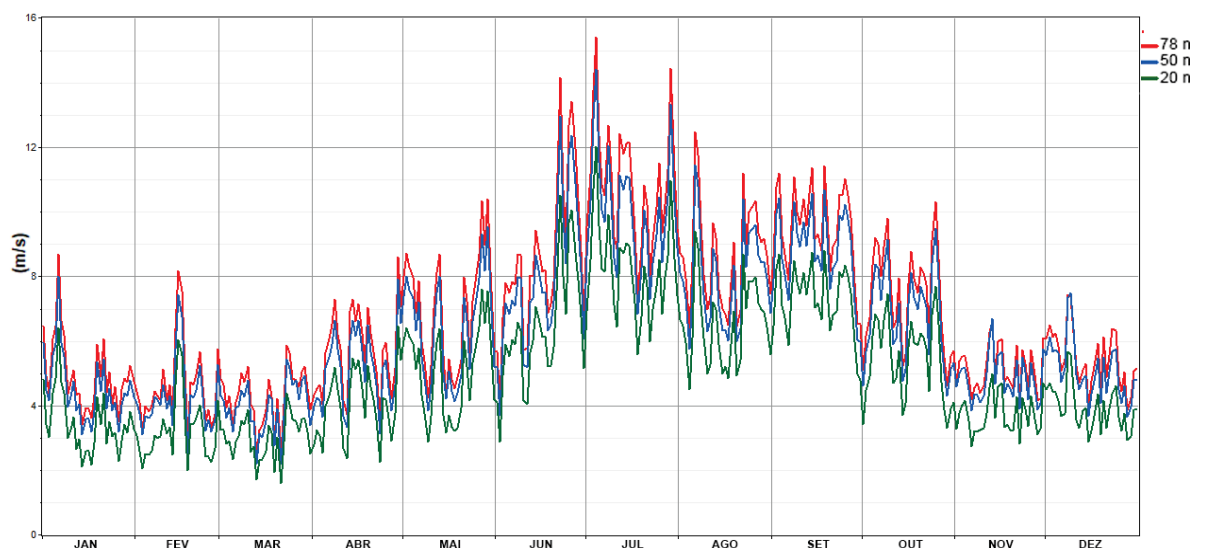
Os dados anemométricos registrados pelos sensores foram analisados a partir de sua compilação mensal e anual. Esses dados foram medidos na frequência de 1hz e integralizados pelo anemógrafo em intervalos de 10 minutos. Para melhor visualização desses valores em uma escala de tempo tão grande quanto a desse estudo, calculou-se a média diária desses valores agrupando-as anualmente. Os resultados são apresentados a seguir nos Gráficos 3, 4 e 5.

Gráfico 3 – Média diária dos dados de velocidade de vento no ano de 2016



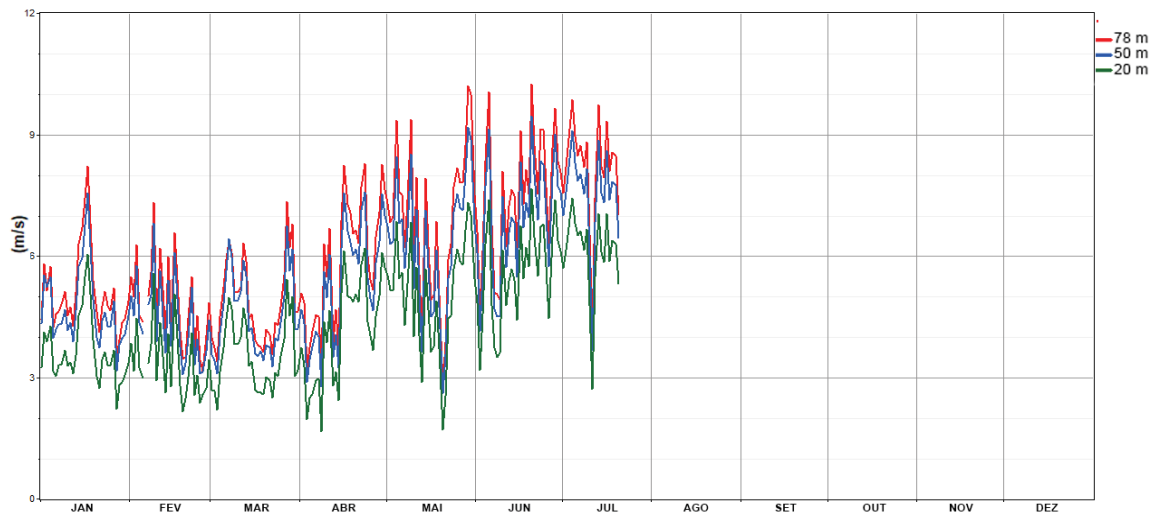
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Gráfico 4 – Média diária dos dados de velocidade de vento no ano de 2017



Fonte: Elaborado pelo Autor

Gráfico 5 – Média diária dos dados de velocidade de vento no ano de 2018



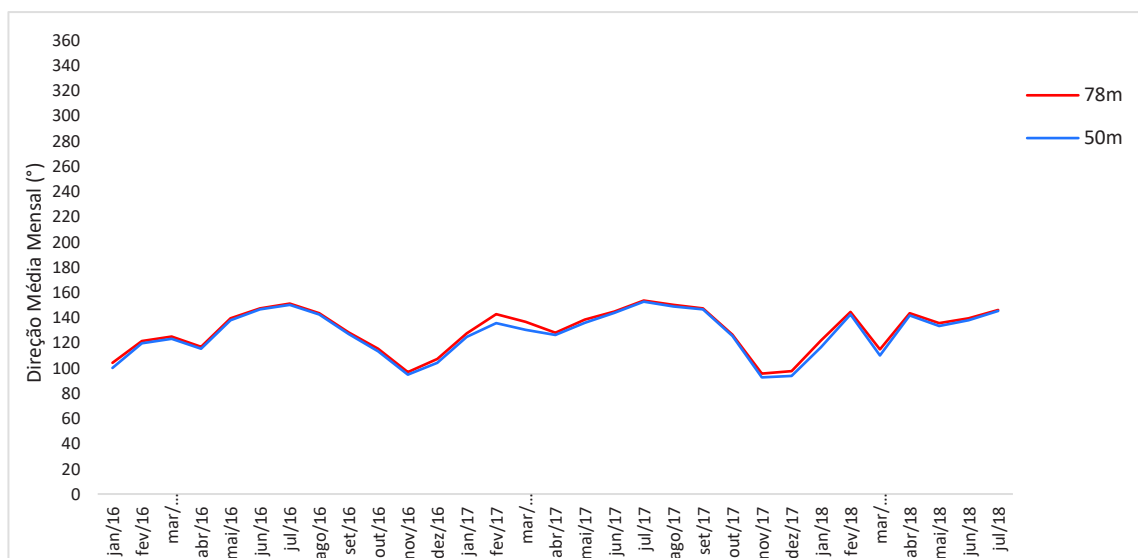
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Analisando esses dados, pode-se perceber uma elevada variação existente entre os dias, que quando observados em um período de tempo maior, com o apresentado, tornam-se de difícil compreensão. Mesmo assim, observa-se uma tendência para os dados ao decorrer do ano.

4.1.2 A Direção do Vento

Outro fator importante para análise diz respeito a direção predominante dos ventos. Os valores de direção predominante do regime de ventos medidos pela campanha de medição no local de estudo são indicados a seguir a partir das médias mensais registradas no período em questão.

Gráfico 6 – Média mensal da direção de vento - janeiro de 2016 a julho de 2018.



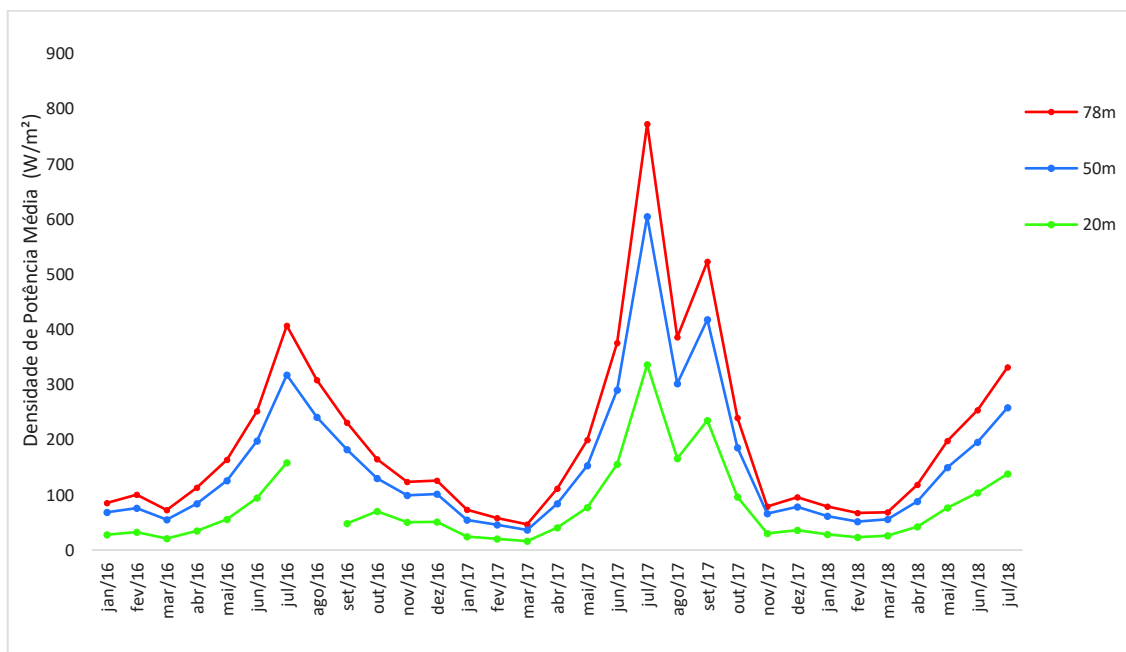
Fonte: Elaborado pelo Autor.

A partir da análise desses dados, pode-se afirmar que a direção predominante do vento da região é bastante uniforme ao longo de todo o período, com uma média de 135° e um desvio padrão de $17,2^\circ$. Essa uniformidade nos valores de direção dos ventos é de grande importância para realização dos estudos de aproveitamento do recurso eólico.

4.1.3 A Densidade de Potência

O valor de densidade de potência é calculado a partir da Equação 50 e representa a quantidade de energia por metro quadrado disponível pelo vento naquela altura específica. Os valores de velocidade e densidade de ar, que já foram previamente determinados, servem como as variáveis base para esse cálculo. Os valores obtidos para a torre anemométrica instalada na localidade podem ser visualizados abaixo.

Gráfico 7 – Média mensal da densidade de potência - janeiro de 2016 a julho de 2018.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

A densidade de potência média da região a uma altura de 78m é de $125,85 \text{ W/m}^2$, sendo que 28% dos dados encontram-se acima dos valores de 250 W/m^2 . Essa densidade de potência ajuda a prever qual seria a geração de energia nessa região a partir da Equação 4.

Para as alturas de 50m e de 20m a densidade de potência média é de 101,63 W/m² e 49,14 W/m² respectivamente. Por esses valores estarem abaixo daquele encontrado para uma altura de 78m e essas alturas estarem sendo pouco exploradas pelo mercado de aerogeradores atualmente, os estudos de potencial de geração para essas alturas torna-se obsoleto, apesar de servirem para compreender melhor a distribuição do regime de ventos da região.

4.2 Resultados dos Métodos Determinísticos e dos Testes de Erro

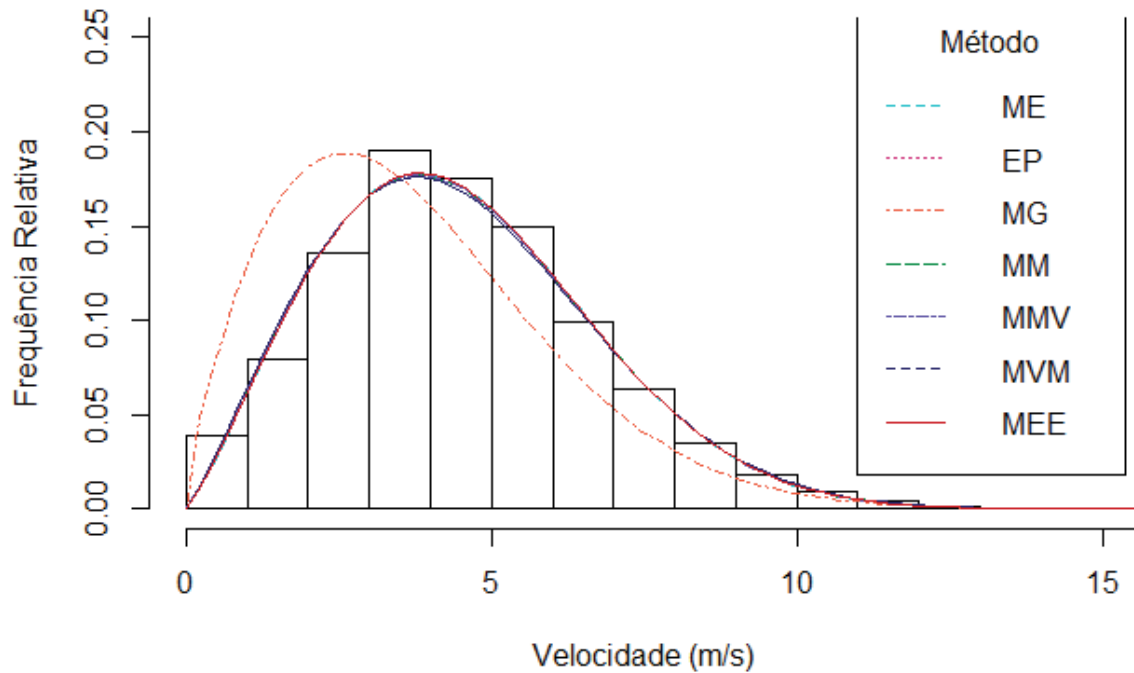
Nesta seção, são apresentados os resultados das análises estatísticas dos sete métodos de cálculo para os parâmetros de Weibull escolhidos neste estudo. Os dados foram divididos de acordo com as alturas dos sensores utilizados (20m, 50m e 78m) e analisados para todo período de coleta.

Os resultados são então apresentados de maneira gráfica, onde os histogramas representam as frequências relativas dos dados coletados e as curvas das distribuições de Weibull calculadas a partir dos diferentes métodos de estimação dos parâmetros. Posteriormente, é apresentada uma tabela contendo os valores dos parâmetros de forma e de escala, k e c , e os resultados dos testes de erro para cada um dos métodos.

4.2.1 Resultados para Altura de 20m

A partir dos dados fornecidos, foi feito o histograma para o período analisado (janeiro de 2016 a julho de 2018). Em seguida, calcularam-se os parâmetros de acordo com cada um dos sete métodos apresentados e, após aplicá-los na função de distribuição de probabilidade Weibull, foi traçada a curva correspondente de cada um. O Gráfico 9 apresenta esses resultados para altura de 20m.

Gráfico 8 – Distribuição de Weibull –2016/2018 – 20m



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Tabela 1 – Resultados Estatísticos para 20m

Métodos	Parâmetros de Weibull		Testes Estatísticos			
	k	c	RMSE	R ²	MAE	EDP
Empírico	2,1732	5,098	0,0074173	0,98712	0,0051536	0,61625
Energia Padrão	2,1688	5,0986	0,0074882	0,98687	0,0052115	0,43584
Gráfico	1,7541	4,2106	0,0333223	0,74012	0,0233567	28,92467
Momento	2,1524	5,0986	0,0077738	0,98585	0,0054231	-0,242382
Máxima Verossimilhança	2,1524	5,0986	0,0077738	0,98585	0,0054231	-0,242382
Máxima Verossimilhança Modificado	2,1320	5,0938	0,0081927	0,98429	0,0056603	-0,835439
Energia Equivalente	2,1748	5,0985	0,0074183	0,98671	0,0051615	0,41254

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Analisando as curvas obtidas no gráfico com o histograma dos dados e os valores de erro retornados pelos testes estatísticos, mostrados na Tabela 1, pode-se concluir que a maioria dos métodos, com exceção do Método Gráfico, apresentaram boa aproximação em relação aos valores reais, podendo serem utilizados como métodos de estimar o regime de ventos a altura de 20m. Dentre os métodos que foram bem sucedidos, o que obteve o menor erro, em geral, foi o Método Empírico.

Tabela 2 – Velocidades médias de cada método numérico para 20m

Métodos	Parâmetros de Weibull		Velocidade Média
	k	c	\bar{v}
Empírico	2,1732	5,0980	6,2528
Energia Padrão	2,1688	5,0986	6,2649
Gráfico	1,7541	4,2106	6,5576
Momento	2,1524	5,0986	6,3077
Máxima Verossimilhança	2,1524	5,0986	6,3077
Máxima Verossimilhança Modificado	2,132	5,0938	6,3569
Energia Equivalente	2,1748	5,0985	6,2589

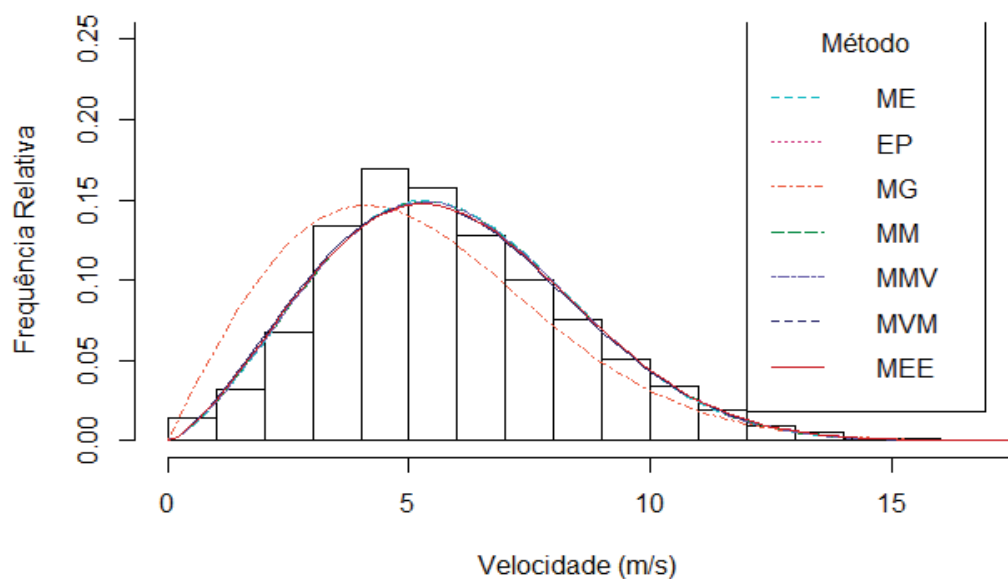
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Como pode-se ver na Tabela 2, os valores médios das velocidades obtidas utilizando os métodos que melhor representam os dados de vento estiveram entre 6,25 m/s e 6,35 m/s, enquanto o valor do Método Gráfico, que mais se distanciou dos valores, tem média de 6,55 m/s.

4.2.2 Resultados para Altura de 50m

De maneira análoga, pode-se encontrar as curvas de Weibull para altura de 50m, que são mostradas no Gráfico 9.

Gráfico 9 – Distribuição de Weibull –2016/2018 – 50m



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Na Tabela 3 mostra-se os resultados dos testes estatísticos de erro obtido pelos métodos.

Tabela 3 – Resultados Estatísticos para 50m

Métodos	Parâmetros de Weibull		Testes Estatísticos			
	k	c	RMSE	R ²	MAE	EDP
Empírico	2,4425	6,6266	0,010050	0,968476	0,007303	1,305955
Energia Padrão	2,3957	6,6291	0,010267	0,967103	0,007165	-0,162499
Gráfico	1,9869	5,8319	0,022060	0,848123	0,015378	19,527190
Momento	2,4269	6,6274	0,010103	0,968146	0,007257	0,826611
Máxima Verossimilhança	2,4379	6,6854	0,010205	0,968443	0,007267	0,826341
Máxima Verossimilhança Modificado	2,3823	6,5928	0,010100	0,968165	0,007028	1,074602
Energia Equivalente	2,4259	6,6278	0,010151	0,968117	0,007054	-0,15746

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Para os dados de ventos medidos a 50m de altura, foram realizados os mesmos estudos, traçando as curvas de Weibull no histograma de dados e os erros encontrados para cada método. Analisando as curvas e o erros, percebe-se que, novamente, o Método Gráfico é o mais distante de representar a realidade que os demais métodos. O método que apresentou os menores erros em relação a comparação com os dados medidos foi o Método Empírico, assim como no estudo realizado para 20m.

Tabela 4 – Velocidades Médias de Cada Método Numérico para 50m

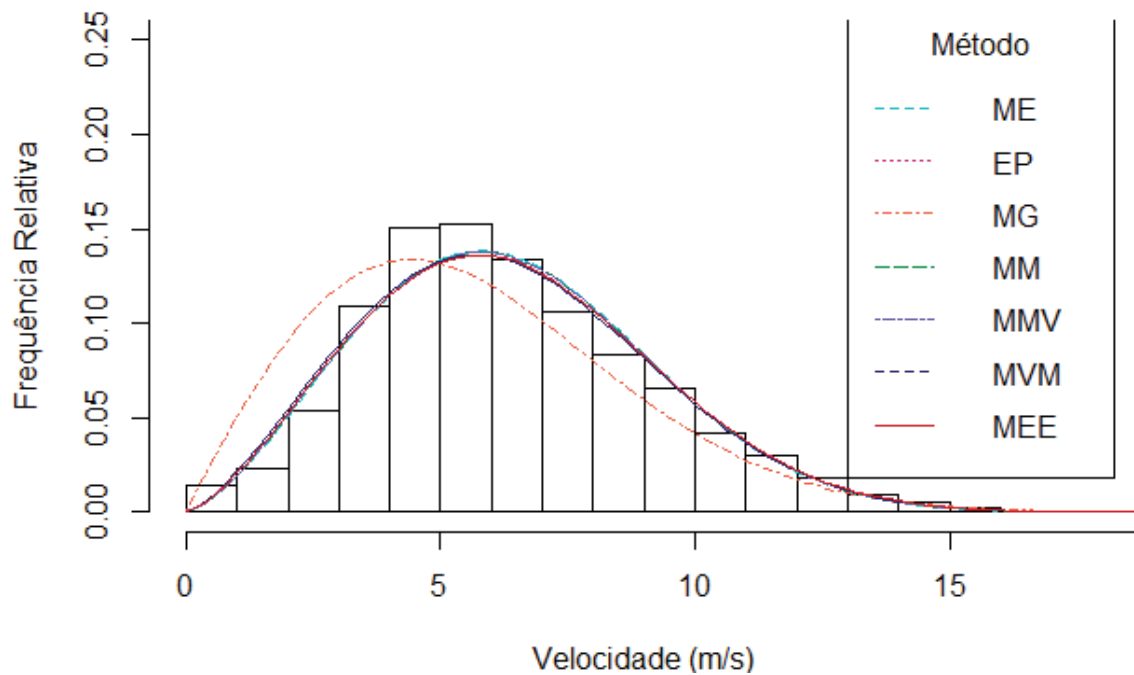
Métodos	Parâmetros de Weibull		Velocidade Média
	k	c	\bar{v}
Empírico	2,4425	6,6266	7,4160
Energia Padrão	2,3957	6,6291	7,5204
Gráfico	1,9869	5,8319	7,8068
Momento	2,4269	6,6274	7,4499
Máxima Verossimilhança	2,4269	6,6274	7,4499
Máxima Verossimilhança Modificado	2,3823	6,5928	7,5096
Energia Equivalente	2,4259	6,6278	7,4504

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Analisando a velocidade média de vento calculada por cada método, tem-se que os valores médios para os métodos que mais se ajustaram aos dados estão entre 7,41m/s e 7,52m/s, enquanto o método que se mostraram menos eficientes apresentam médias de 7,8 m/s.

4.2.3 Resultados para Altura de 78m

Gráfico 10 – Distribuição de Weibull –2016/2018 – 78m



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Tabela 5 – Resultados Estatísticos para 78m

Métodos	Parâmetros de Weibull		Testes Estatísticos			
	k	c	RMSE	R ²	MAE	EDP
Empírico	2,4530	7,1922	0,00968	0,96574	0,00710	1,28544
Energia Padrão	2,4052	7,1950	0,00987	0,96441	0,00696	-0,19680
Gráfico	1,9702	6,3457	0,02099	0,83904	0,01469	17,91495
Momento	2,4376	7,1931	0,00972	0,96544	0,00701	0,81803
Máxima Verossimilhança	2,4376	7,1931	0,00976	0,96554	0,00708	0,81812
Máxima Verossimilhança Modificado	2,3835	7,1405	0,00967	0,96585	0,00676	1,42327
Energia Equivalente	2,4301	7,1932	0,00971	0,96412	0,00689	-0,18820

Fonte: Elaborado pelo Autor.

Analisando as curvas obtidas a partir dos dados de vento para 78m de altura sobre o histograma dos dados, mostrados no Gráfico 10 e os valores de erro calculados pelos testes estatísticos, mostrado na Tabela 5, percebe-se que para a maioria dos métodos houve uma boa aproximação entre os valores calculados e os valores reais, com exceção novamente do Método Gráfico. Dentre os métodos que foram bem-sucedidos, os que obtiveram os menores erros, em geral, foram os Métodos Empírico e de Energia Equivalente.

Tabela 6 – Velocidades Médias de Cada Método Numérico para 78m

Métodos	Parâmetros de Weibull		Velocidade Média
	k	c	\bar{v}
Empírico	2,453	7,1922	8,0253
Energia Padrão	2,4052	7,195	8,1393
Gráfico	1,9702	6,3457	8,5723
Momento	2,4376	7,1931	8,0611
Máxima Verossimilhança	2,4376	7,1931	8,0611
Máxima Verossimilhança Modificado	2,3835	7,1405	8,1305
Energia Equivalente	2,4301	7,1932	8,05317

Fonte: Elaborado pelo Autor.

O cálculo da velocidade média para cada um dos métodos para os dados medidos na altura de 78m mostram que as curvas que mais se ajustaram ao histograma obtiveram valores médios entre 8,02 m/s e 8,13 m/s, enquanto aquele que não se mostrou eficiente apresentou média de 8,57m/s.

Percebe-se que, para todas as alturas, o Método Gráfico foi o que mais se distanciou de uma boa caracterização na região estudada. Esse resultado é semelhante ao encontrado no estudo para o regime de ventos das cidades de Icapuí e Camocim, segundo Maia Neto (2012). Em compensação, o método empírico foi o que mais se aproximou da caracterização ideal do regime dos ventos dessa região, seguido pelo Método de Energia Equivalente. Esse segundo resultado se diferencia do encontrado para as duas cidades do litoral mencionadas, onde o Método de Energia Equivalente foi o que mais se aproximou do regime da região e o Método Empírico não o representou satisfatoriamente.

5 CONCLUSÃO

Neste trabalho apresentou-se um estudo do regime de ventos da cidade de uma região no interior do Ceará, objetivando analisar seu potencial eólico e a caracterização estatística de seu regime de ventos. Os dados de vento utilizados foram obtidos através de uma campanha de medições de vento na região abrangendo um período de dois anos e sete meses.

Os dados de vento foram compilados, tratados e validados para então poderem servir de base para o estudo do potencial de geração. Para caracterização estatística, utilizou-se diferentes métodos determinísticos para parametrização de curvas de Weibull, de modo a descobrir qual seria a melhor forma de descrever o regime de ventos da região em relação a sua frequência de velocidades.

O regime de ventos na localidade apresentou características muito promissoras para geração eólica. No período de medição, observou-se que o vento tem um regime uniforme e com características semelhantes ao do litoral nordestino. Ele diferencia-se, no entanto no que diz respeito a sua velocidade e regularidade. As velocidades do vento no interior são menores que as médias obtidas no litoral (como já era esperado), mas em compensação sua regularidade é maior.

Para todas as alturas o Método Gráfico foi o que menos ajustou-se ao regime de ventos da região e isso pode ser qualificado em todos os testes de erro utilizados. Para o Método Gráfico, os erros médios para os métodos RMSE, R^2 , MAE, e EDP foram, respectivamente, 0,0254, 0,8091, 0,0178 e 22,122.

Por outro lado, o Método Empírico foi o que melhor se ajustou aos dados do período em todas as alturas analisadas, apesar de que todos os outros métodos (Energia Padrão, Momento, Máxima Verossimilhança, Máxima Verossimilhança Modificado e Energia Equivalente) apresentaram ótimos resultados e também poderiam ser utilizados de forma satisfatória. Para o Método Empírico, os erros médios para os métodos RMSE, R^2 , MAE, e EDP foram, respectivamente, 0,0090, 0,9738, 0,0065 e 1,0692.

Sendo assim, foi possível fazer uma caracterização do regime dos ventos em uma região no interior do Ceará. Contudo, sugere-se aprimorar o trabalho, testando outras distribuições e outros métodos para estimar os parâmetros das distribuições, tais como os heurísticos, para se ter uma maior confiabilidade sobre o estudo.

REFERÊNCIAS

- AL-Buhairi, M. H., & Al-Haydari, A. (2012). **Monthly and Seasonal Investigation of Wind Characteristics and Assessment of Wind Energy Potential in Al-Mokha, Yemen.** *Energy and Power Engineering*, 04 (May), 125 - 131.
- ALMEIDA, G. M. P. **Estudo do Recurso Eólico: Previsão e Dimensionamento de um Parque Eólico de Média Potência.** 2017. 90 f. Dissertação (Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores) – Faculdade de Engenharia, Universidade do Porto, Porto.
- AMARANTE, Odilon A. Camargo do; ZACK, Michael Brower e John; SÁ, Antonio Leite de. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro.** 05. ed. Brasília: Cresesb, 2001. 44 p. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/atlas%20do%20potencial%20eolico%20brasileiro.pdf>. Acesso em: 27 out. 2018.
- ANDRADE, C. F. et al.. **An efficiency comparison of numerical methods for determining Weibull parameters for wind energy applications: A new approach applied to the northeast region of Brazil.** *Energy Conversion and Management*, [s.l.], v. 86, p.801-808. Out. 2014."
- ABBEólica (2018). Boletim de Dados Maio. 2018. Disponível em: <<http://www.abeeolica.org.br/pdf/Boletim-de-Dados-ABEEolica-Janeiro-2015-Publico.pdf>> Acesso em:27out.2018.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA (ABEÉOLICA). **Boletim Anual de Geração Eólica 2017.** 2017. Disponível em: <<http://www.abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2018/04/Boletim-Anual-de-Geracao-2017.pdf>>. Acesso em: 7 out. 2018.
- BRITO, Sérgio de Salvo. **Energia Eólica: Princípios e Tecnologias.** São Paulo: Cresesb, 2008. 51 p.
- BURTON, T.; JENKINS, N.; SHARPE, D.; BOSSANYI, E. **Wind Energy Handbook.** Chichester: John Wiley & Sons, 2011. 742 p.
- CEDE, Conselho Estadual de Desenvolvimento Econômico -; ENGEMEP (Org.). **Atração de Investimentos no Estado do Ceará: Mapa Territorial de Parques Eólicos.** Fortaleza: Adece, 2010. 74 p. Disponível em: <<http://investimentos.mdic.gov.br/public/arquivo/arq1321639205.pdf>>. Acesso em: 28 out. 2018.
- 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.

CRESESB. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. 2001. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf>. Acesso em: 8 out 2018.

CRESESB. **Tutorial de Energia Eólica: O Recurso Eólico**. 2008. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&cid=211>. Acesso em: 8 out. 2018.

FRIED, Lauha. **GLOBAL WIND STATISTICS 2017**. 10. ed. Brussels: Gwec, 2018. 4 p.

GAIER, Rodrigo Viga. **BNDES prevê empréstimos de R\$15 bi para energia em 2018**. Reuters, São Paulo, v. 1, n. 1921, p.45-47, jul. 2018. Disponível em: <<https://br.reuters.com/article/businessNews/idBRKBN1K32ZU-OBRBS>>. Acesso em: 01 out. 2018.

GOOGLE. **Google Earth**. 2018. Disponível em: <<https://www.google.com/earth/>>. Acesso em: 4 out. 2018.

GRUBB, M. J; MEYER, N. I. **Wind energy: resources, systems and regional strategies**. In: JO-HANSSON, T. B. et. al. *Renewable energy: sources for fuels and electricity*. Washington, D.C.: Island Press, 1993. p.

HENNESSEY JR., J. P. Some Aspects of Wind Power Statistics. **Journal of Applied Meteorology**, Corvallis, v. 16, n. 2, p. 119-128, 1977.

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

JUSTUS, C. G.; HARGRAVES, W. R.; MIKHAIL, A.; GRABER, D. Methods for Estimating Wind Speed Frequency Distributions. **Journal Of Applied Meteorology**, v. 17, n. 3, p. 350-353, 1978.

JUSTUS C. G.; MIKHAIL A. Height variation of wind speed and wind distribution statistics. **Geophysical Research Letters**, v. 3, n. 5, p. 261-264, 1976.

KALDELLIS, John K.; ZAFIRAKIS, D.. **The wind energy (r)evolution: A short review of a long history**. *Renewable Energy*, [s.l.], v. 36, n. 7, p.1887-1901, jul. 2011. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2011.01.002>.

KOZIEVITCH, Nádia Puchalski. **DADOS METEOROLÓGICOS: UM ESTUDO DE VIABILIDADE UTILIZANDO UM SGBD EM PLATAFORMA DE BAIXO CUSTO**. 2005. 70 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Pós- Graduação em Informática, Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2005. Disponível em: <http://dainf.ct.utfpr.edu.br/~nadiap/arquivos/mestrado_nadia.pdf>. Acesso em: 20 out. 2018.

LI, Xiao-feng et al. **Role of Ferrel cell in daily variability of Northern Hemisphere Annular Mode**. *Science China Press: Atmospheric Science*, Beijing, v. 1, n. 8, p.1-8, 12 fev. 2014. Disponível em: <<https://link.springer.com/article/10.1007/s11434-014-0477-1>>. Acesso em: 01 nov. 2018.

LUGO, Afonso; FELBER, André; WITZEL, Fernando. **Análise do seu Potencial Eólico e as Expectativas para o Leilão A-4 2018**. Epowerbay, Fortaleza, v. 1, n. 1, p.1-3, fev. 2018. Disponível em: <<https://www.epowerbay.com/single-post/2018/02/06/ceara-Analise-Potencial-Eolico-e-as-expectativas-para-o-Leilao-A-4-2018>>. Acesso em: 01 out. 2018.

MAIA NETO, H. F. **Análise Comparativa da Eficiência de Sete Métodos Numéricos para Determinação dos Parâmetros da Curva de Weibull Utilizando Dados de Velocidade de Vento e de Potência Eólica**. 2012. 84 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza.

MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L. **Wind Energy Explained: Theory, Design and Application**. Chichester: John Wiley & Sons, 2002. 577 p.

NRG. **Symphonie Plus 3**. Hinesburg: Nrg Systems, 2015. 165 p. Disponível em: <<https://www.nrgsystems.com/assets/resources/SymphoniePLUS3-Data-Logger-Manual.pdf>>. Acesso em: 15 out. 2018.

OLIVEIRA, Antônio Felipe de Freitas; BENTO, Jhonnathas Ferreira; SOMBRA, Dr. Sérgio Sousa. **Identificação de áreas para projetos eólicos com auxílio de ferramenta de mesoescala**. Universidade Federal Rural do Semi-Árido, Mossoró, v. 3, n. 2, p.25-31, dez. 2015.

PANWAR, N. L.; KAUSHIK, S. C.; KOTHARI, S. Role of renewable energy sources in environmental protection: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, n. 3, p. 1513-1524, 2011.

PICANÇO, Jurandir. Jurandir Picanço. Fortaleza: Apresentação, 2015. 49 slides, color. Disponível em: <<http://www.arce.ce.gov.br/index.php/publicacoes?>

R-PROJECT. **The R Project for Statistical Computing**. 2018. Disponível em: <<https://www.r-project.org/>>. Acesso em: 10 fev. 2018.

ROCHA, José Stênio. **Análise Do Potencial De Aplicação De Sistemas Híbridos Como Alternativa Para Eletrificação Do Meio Rural: Estudo de caso para Pentecoste-CE**. 2010. 134 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Ciências Físicas Aplicadas, Universidade Estadual do Ceará, Fortaleza, 2010.

SARKIS, Nicolas. (1º de maio de 2006). **Cronologia da OPEP**. Tradução: Leonardo Abreu. Le Monde Diplomatique Brasil. <http://diplo.org.br/2006-05,a1304>

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.

SIEMENS, Ag (Org.). **Siemens 2.3-MW SWT-2.3-108**. Erlangen: Siemens, 2011. 8 p. Disponível em: <<https://www.siemens.com/content/dam/internet/siemens-com/global/market-specific-solutions/wind/brochures/product-brochure-swt-2-3-108.pdf>>. Acesso em: 15 out. 2018.

SIGOLO, J. B. Processos Eólicos e Ação dos Ventos. In: **Decifrando a Terra**. 2. ed. São Paulo: Universidade de São Paulo, 2003. Cap. 12.

SILVA, Felipe Eulálio Domingos Monteiro da; MADEIRA, Jonas Marchiore Mendes da Silva. **Ciclogênese E Interação Entre Os Oceanos E A Atmosfera Com Ênfase Nos Ciclones Subtropicais**. 2016. 50 f. TCC (Graduação) - Curso de Ciências Náuticas, Escola de Formação de Oficiais da Marinha Mercante, Rio de Janeiro, 2016.

SILVA, Patrícia de Castro da. **Sistema para tratamento, armazenamento e disseminação de dados de vento**. 1999. 125 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 1999. Disponível em: <http://cresesb.cepel.br/publicacoes/download/dissertacao/p_c_ms.pdf>. Acesso em: 20 out. 2018.

SILVA, P. C.; GUEDES, V. G.; ARAÚJO, M. R. P.; HIRATA, M. H. Otimização dos Parâmetros da Distribuição de Weibull. **XV Congresso Brasileiro de Engenharia Mecânica (COBEM)**, Águas de Lindoia, 1999.

SIPSER, M. **Introduction to the Theory of Computation**. 2. ed. Boston: Thomson Course Technology, 2006. 431 p.

SPIEGEL, M. R. **Estatística**. 3. ed. São Paulo: Pearson, 2006. 643 p. Tradução de: Pedro Cosentino.

STEVENS, M. J.; SMULDERS, P. T. The estimation of the parameters of the Weibull wind speed distribution for wind energy utilization purposes. **Wind Engineering**, v. 3, n. 2, p. 132-145, 1979.

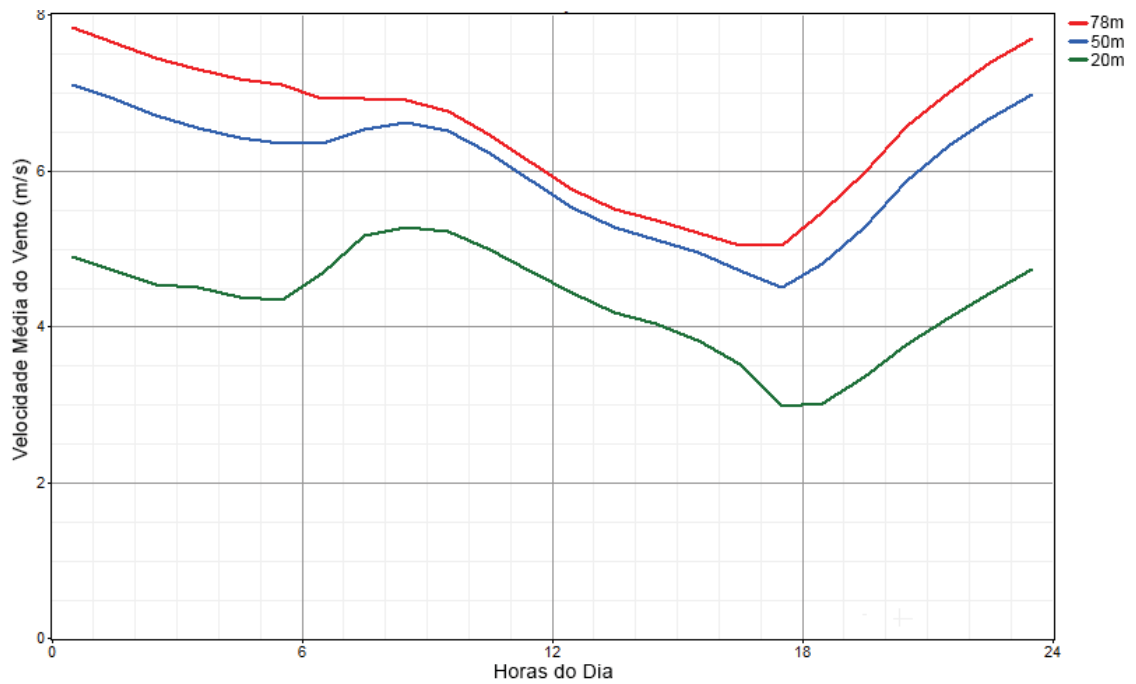
TURBAK, Franklyn GIFFORD, David **Design Concepts in Programming Languages**. The MIT Press, 2008. ISBN 0262201755, 9780262201759.

VEIGA, Fernanda Rocha. **Aplicação da busca cuco no ajuste de curvas de Weibull para energia eólica utilizando dados de vento da cidade de Petrolina**. 2018. 83 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia de Energias Renováveis, Centro de Tecnologia, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2018.

WALPOLE, R. E.; MYERS, R. H.; MYERS, S. L.; YE, K. **Probability & Statistics for Engineers & Scientists**. 9. ed. Boston: Prentice Hall, 2012. 791 p.

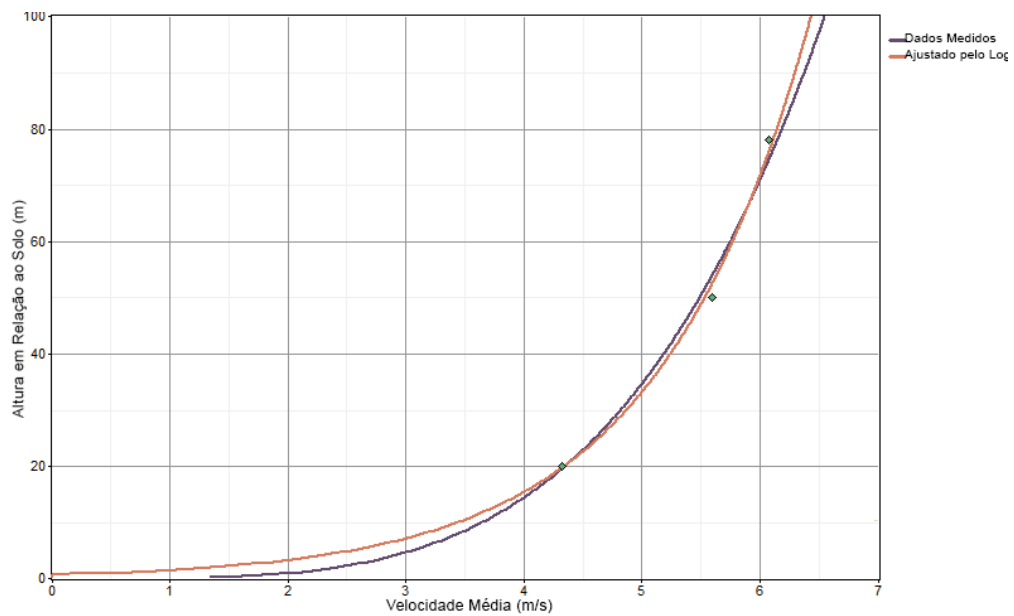
APÊNDICE A – GRÁFICOS ALTERNATIVOS PARA ANÁLISE DE VENTO

Gráfico 11 – Perfil Médio Diário de Velocidade de Vento por Horas do Dia



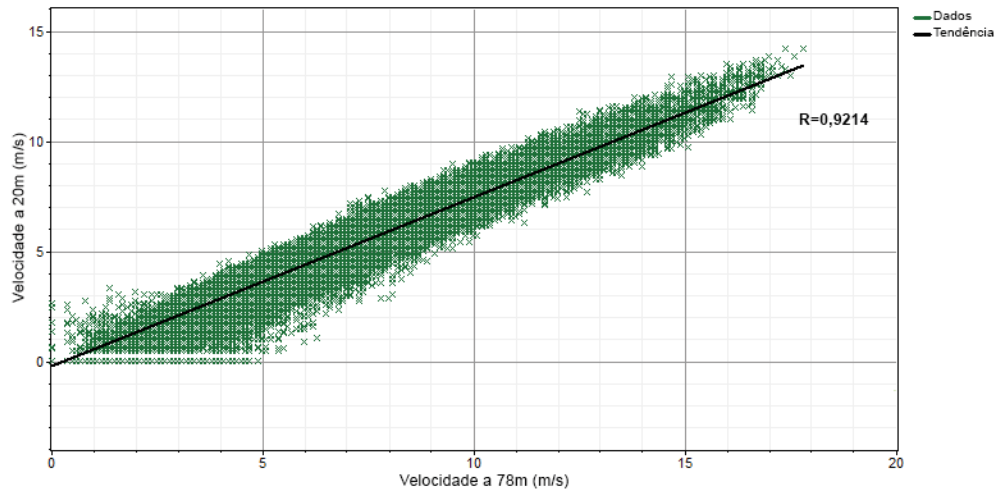
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Gráfico 12 – Perfil de velocidade de vento em função da altura- Influência da camada limite



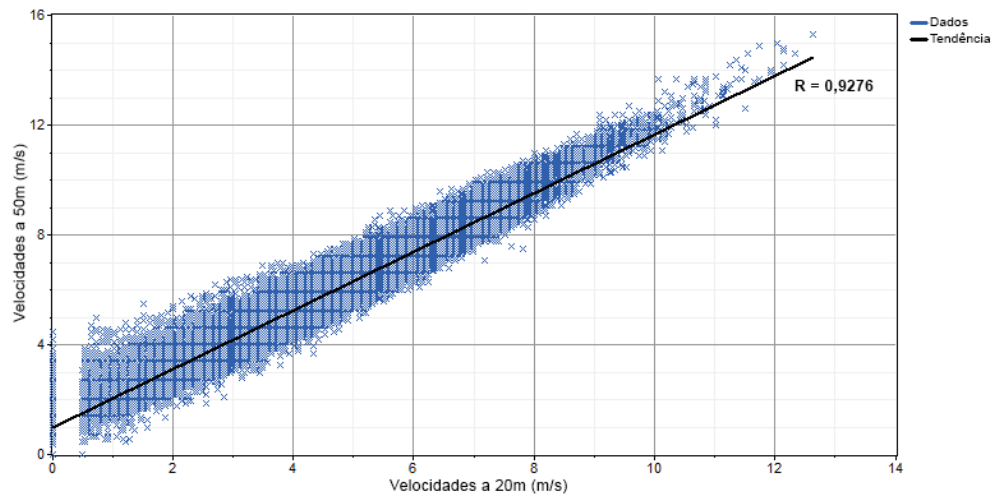
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Gráfico 13 – Correlação entre os dados de vento a 78m e 20m



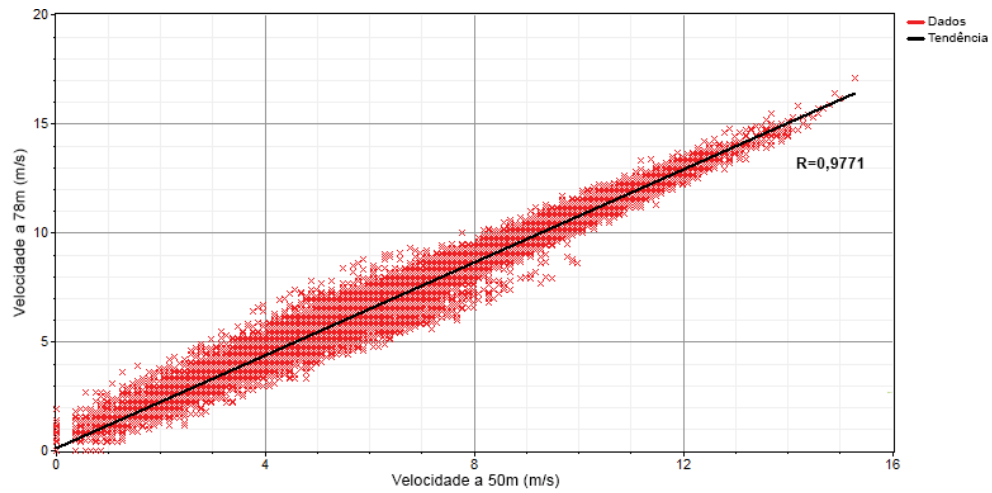
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Gráfico 14 – Correlação entre os dados de vento a 50m e 20m



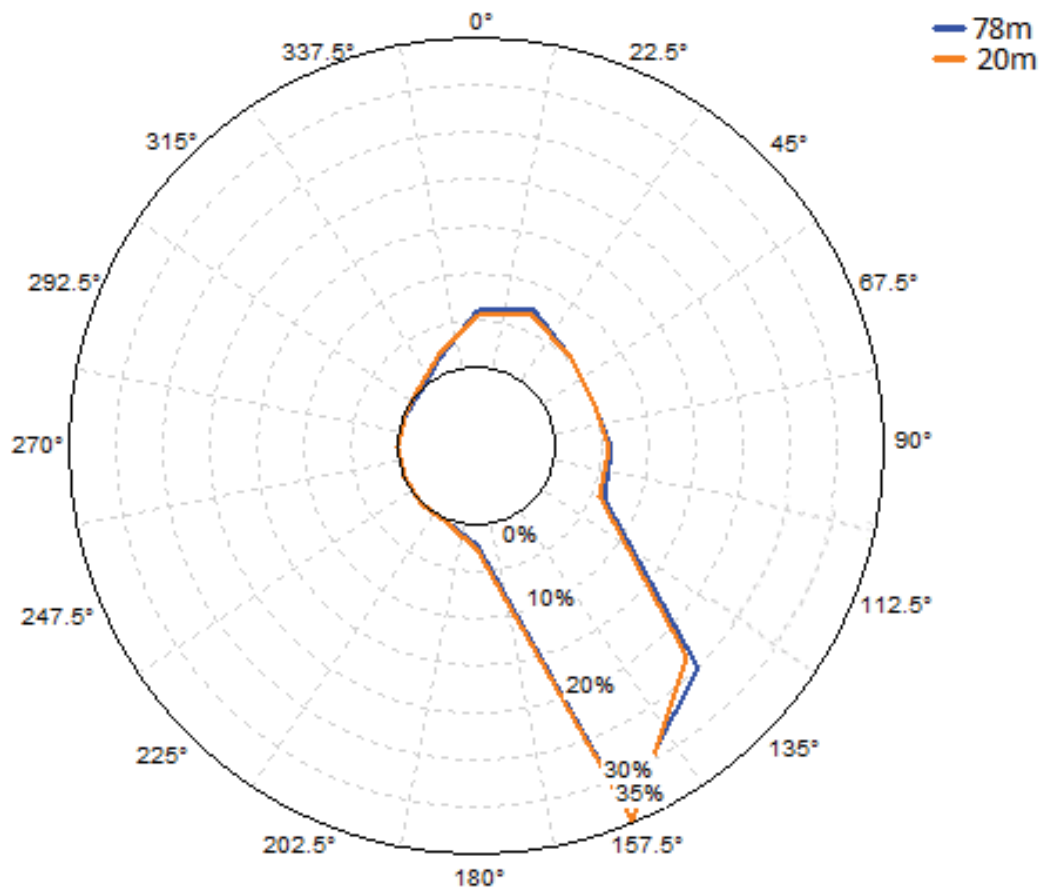
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Gráfico 15 – Correlação entre os dados de vento a 78m e 50m



Fonte: Elaborado pelo Autor.

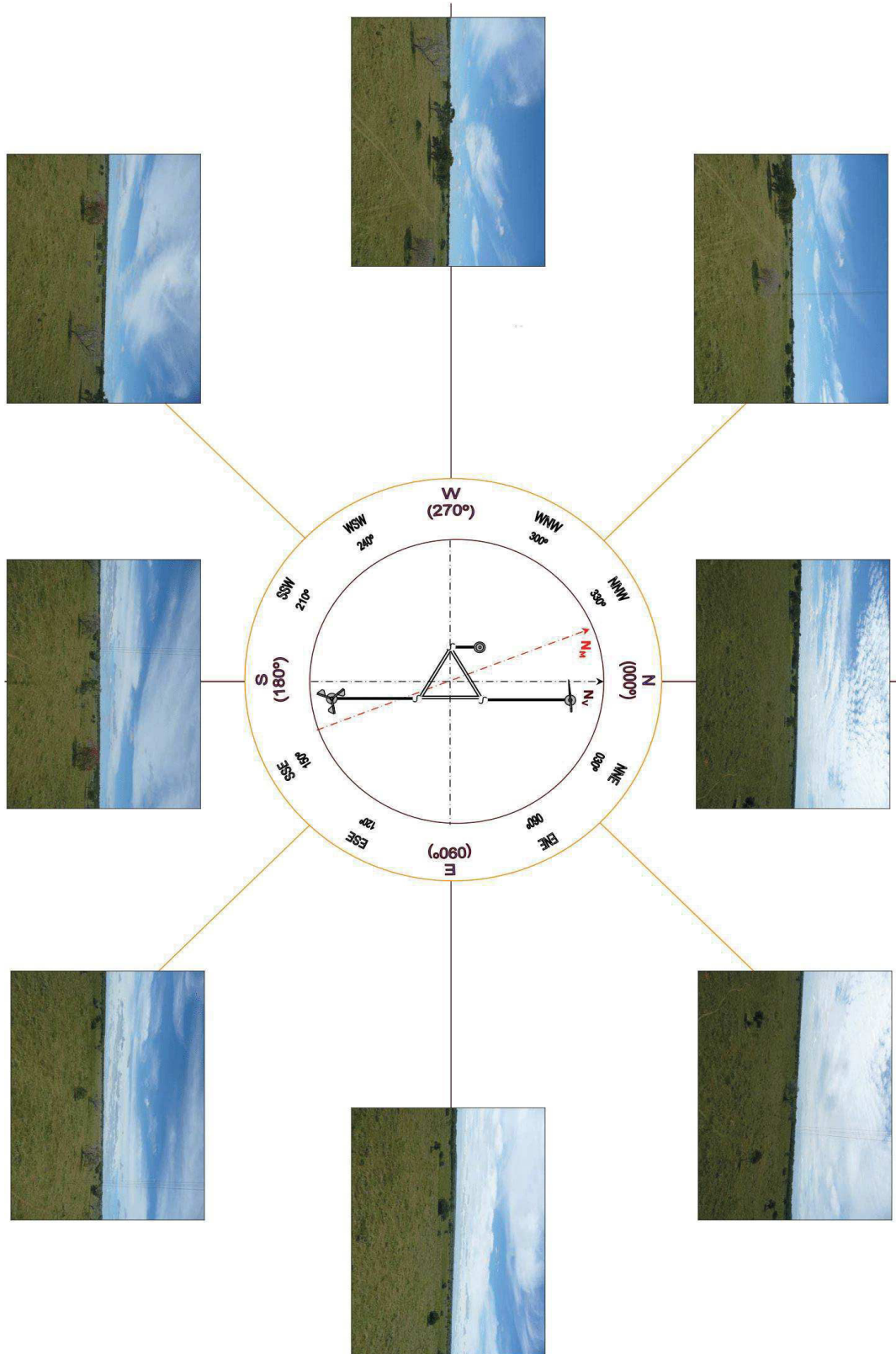
Figura 11 – Frequência da Direção do Vento



Fonte: Elaborado pelo Autor.

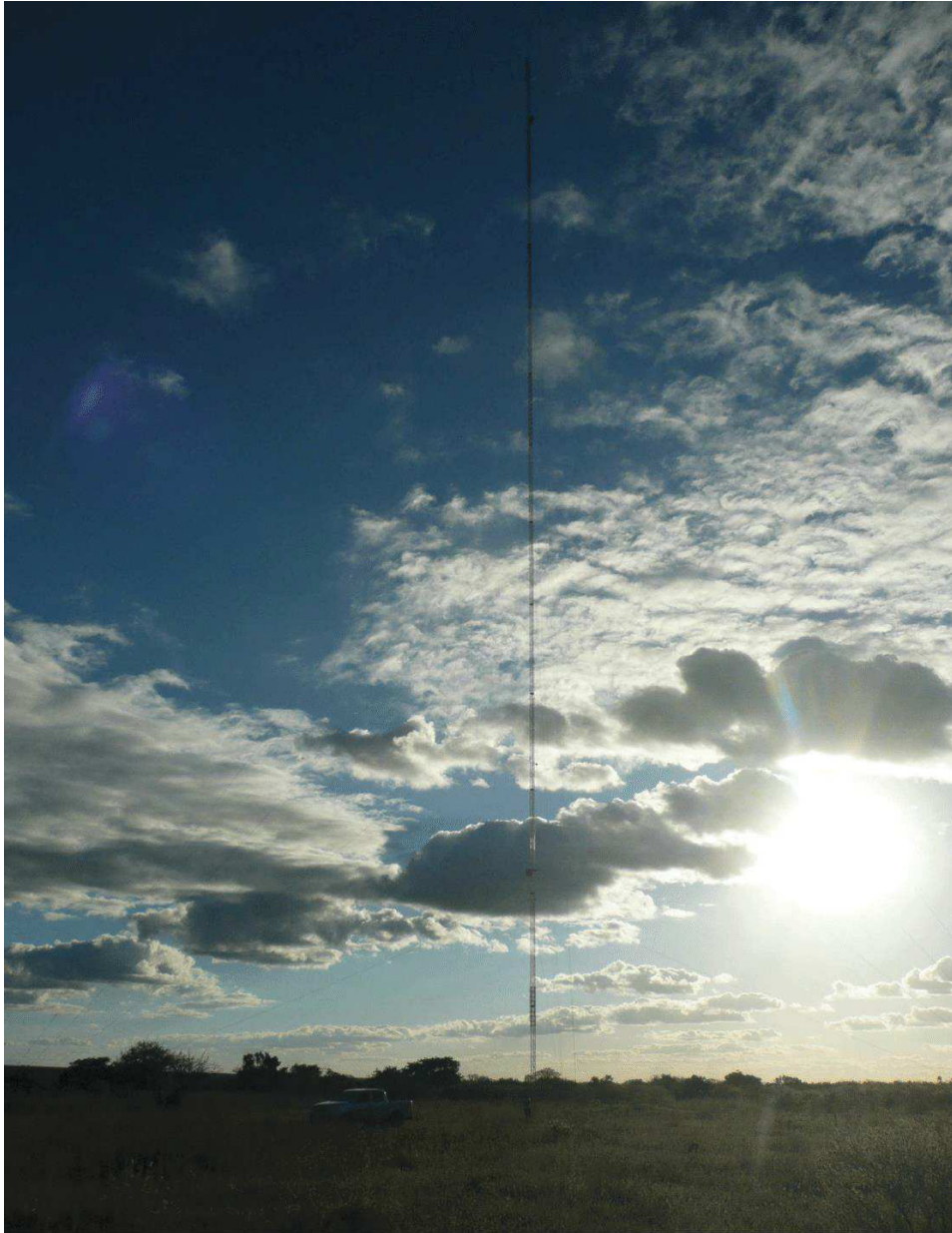
ANEXO A – FOTOGRAFIAS DA LOCALIZAÇÃO DA TORRE

Figura 9 – Localizaçã da torre anemométrica - Fotografias em setores 360°



Fonte: Adaptado – Relatório de Instalação - Braselco.

Figura 10 – Localização da torre anemométrica – Vista Panorâmica da Torre



Fonte: Adaptado – Relatório de Instalação - Braselco