



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

ANA LUISA SOUSA BERNI

**INFLUÊNCIA DA ANGULAÇÃO DA HASTE EM MEDIÇÕES DE ANEMÔMETROS
DE COPO**

FORTALEZA

2018

ANA LUISA SOUSA BERNI

INFLUÊNCIA DA ANGULAÇÃO DA HASTE EM MEDIÇÕES DE ANEMÔMETROS DE
COPO

Trabalho de conclusão de curso apresentado a
Universidade Federal do Ceará, como requisito
parcial para a obtenção do título de Engenheira
de Energias Renováveis.

Orientador: Prof. Dr. Claus Franz Wehmann.

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)

B448i Berni, Ana Luisa Sousa.
Influência da angulação da haste em medições de anemômetros de copo. / Ana Luisa Sousa Berni. – 2018.
55 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: Prof. Dr. Claus Franz Wehmann.

1. Medições anemométricas. 2. Anemômetro de copo. 3. Resposta angular. I. Título.

CDD 621.042

ANA LUISA SOUSA BERNI

INFLUÊNCIA DA ANGULAÇÃO DA HASTE EM MEDIÇÕES DE ANEMÔMETROS DE
COPO

Aprovada em: __/__/____.

BANCA EXAMINADORA

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

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

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

AGRADECIMENTOS

A Deus, por me dar forças para nunca desistir dos meus objetivos e guiar todos os dias da minha vida.

À minha mãe, Luiza, que me incentiva e me apoia em todas as decisões da minha vida. Que sempre teve as melhores palavras de conforto e é meu exemplo a buscar minha melhora contínua e tem um papel fundamental por eu ser quem sou hoje.

Ao meu pai, Sérgio, que sempre se preocupou com minha formação. Que também apoia todas as minhas decisões e é meu exemplo de crescimento pessoal.

À minha tia Liduina, pelo exemplo de determinação e sucesso profissional.

Ao Lucas, por acreditar no meu potencial, às vezes mais do que eu mesma. Pelo incentivo diário, pelo exemplo de dedicação e pelos momentos juntos.

Às minhas amigas de infância, Ana Luíse e Kamilla, por me ensinarem que mesmo com a distância, a amizade verdadeira prevalece. Por saber que mesmo de longe, torcem por mim e pelas minhas conquistas.

Às minhas amigas, Camila e Jéssica, que mesmo a vida nos levando para caminhos diferentes, sei que posso contar.

Aos meus colegas da EEMA, nas pessoas de Indira, Jackson, Rebeca e outros, por terem compartilhado comigo diversos momentos alegres nos primeiros anos de curso e tardes/noites de muito estudo.

Aos meus colegas da Renováveis, Cássio, Fernanda, Malenna e Pedro pela parceria nos estudos, pela paciência em me ensinar quando tudo parecia não ter solução e pelo incentivo em todo o período de Renováveis.

Ao Luan Cruz, membro do AEROMEC, pela ajuda no sistema de aquisição de dados e nos ensaios no túnel de vento.

À empresa Braselco e seus colaboradores, em especial ao setor de Equipamentos, pelos equipamentos cedidos e pelos ensinamentos profissionais ao longo do meu período de estágio.

Ao meu professor orientador Dr. Claus Wehmann, pela confiança neste trabalho.

Aos membros da Banca Examinadora, pela atenção e disponibilidade.

“On ne voit bien qu’avec le cœur. L’essentiel est invisible pour les yeux.”

(Antoine de Saint-Exupéry)

RESUMO

Com o avanço tecnológico, a preocupação ambiental e a necessidade de diversificação das matrizes energéticas dos países, viu-se a oportunidade de aproveitar o potencial eólico para a geração de energia. Diante disto, foi indispensável a regularização das campanhas de medições anemométricas, bem como a exigência da utilização de equipamentos confiáveis para obter-se fielmente o comportamento eólico de um local. No Brasil, portanto, a Empresa de Pesquisa Energética, regularizadora dos processos de geração e transmissão de energia eólica, criou requisitos a serem seguidos, de acordo com estudos de instituições mundialmente renomadas, a fim de dar suporte à expansão do mercado eólico. Alguns desses estudos trouxeram à tona a importância do procedimento de calibração dos anemômetros, instrumento responsável pela medição da velocidade do vento, utilizados nas campanhas de medição, assim como a garantia de perfeita verticalização destes sensores no momento de suas instalações em mastros anemométricos, pois qualquer alteração nos dados pode gerar erros nos cálculos de geração eólica. Neste trabalho foi feito o estudo da influência da angulação da haste na resposta do anemômetro de copo de modelo NRG #40C e comparado com as respostas adquiridas por outros autores, que utilizaram outros modelos deste sensor. Foi utilizado o túnel de vento do Laboratório de Aerodinâmica e Mecânica dos Fluidos (LAERO) e aplicadas velocidades de 5, 8 e 11 m/s com ângulos de $\pm 50^\circ$, em intervalos de 10° em 10° . Dessa forma, obteve-se que, ao passo que era modificado o ângulo de inclinação no qual o anemômetro estava recebendo o vento, mudou-se, também, as leituras do sensor com relação a velocidade de referência do túnel de vento. Além disso, para os diferentes modelos de anemômetro comparados, foi visto que há uma resposta de medição específica, não se criando, portanto, um padrão nas respostas. Após a comparação entre os gráficos de outros autores, foi consolidada a importância do parâmetro de verticalidade do sensor na condução de campanhas anemométricas, de modo a não gerar erros nas medições que superestimem ou subestimem o cálculo da potência de geração eólica e, assim, evite sérios prejuízos aos investidores.

Palavras-chave: Medições anemométricas. Anemômetro de copo. Resposta angular.

ABSTRACT

With the technological advance, the environmental concern and the necessity for diversification of the energy matrices of the countries, the opportunity was seen to take advantage of the wind potential for the generation of energy. In view of this, it was indispensable to regularize anemometric measurements campaigns, as well as the requirement of using reliable equipment to faithfully obtain the local wind behavior. In Brazil, therefore, Empresa de Pesquisa Energética, which regulates wind power generation and transmission processes, has created requirements to be followed, according to studies from world-renowned institutions, in order to support the expansion of the wind energy market. Some of these studies have raised the importance of the calibration procedure of anemometers, an instrument responsible for wind velocity measurement, used in the measurement campaigns, as well as the guarantee of perfect vertical integration of these sensors at the moment of their installation in anemometric masts, since any change generate errors in wind power calculations. In this work, the influence of stem tilt on the NRG # 40C cup anemometer response was compared and the responses obtained by other authors using other models of this sensor were studied. The wind tunnel of the Laboratory of Aerodynamics and Fluid Mechanics (LAERO) was used and the velocities of 5, 8 and 11 m / s with $\pm 50^\circ$ angles were applied in intervals of 10° . In this way, it was obtained that, while the angle of inclination in which the anemometer was receiving the wind was modified, also the readings of the sensor with respect to the reference speed of the wind tunnel. In addition, for the different anemometer models compared, it was seen that there is a specific measurement response, thus not creating a standard response. After comparing the graphs of other authors, the importance of the sensor verticality parameter in the conduction of anemometric campaigns was consolidated, so as not to generate errors in the measurements that overestimate or underestimate the calculation of wind power generation and, thus, avoid serious losses to investors.

Keywords: *Anemometric measurements. Cup anemometer. Angular response.*

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Taxas médias anuais de crescimento no mundo de energias renováveis de 1990 a 2016	19
Figura 2 - Fluxograma de etapas da implantação de um parque eólico	21
Figura 3 - Ilustração de torre anemométrica (sem escala).....	23
Figura 4 - Anemômetro de placa	25
Figura 5 - Anemômetro de hélice	25
Figura 6 - Anemômetro de copo NRG	26
Figura 7 - Anemômetro de copo Thies	26
Figura 8 - Propeller.....	27
Figura 9 - Aferição da velocidade do vento utilizando o tubo de Pitot	28
Figura 10 - Histograma de velocidades (com Weibull	31
Figura 11 - Rosa dos ventos	31
Figura 12 - Distribuição de Weibull	32
Figura 13 - Curva de potência de aerogerador hipotético	33
Figura 14 - Seção de teste do túnel de vento	36
Figura 15 - Anemômetro utilizado nos ensaios	38
Figura 16 - Vista lateral do projeto da bancada inclinada do anemômetro e da bancada de inclinação.....	40
Figura 17 - Bancada do anemômetro em 0°	40
Figura 18 - Bancada do anemômetro em 10°	41
Figura 19 - Placa de condicionamento dos dados.....	42
Figura 20 - Arduino utilizado nos testes.....	42
Figura 21 - Movimentação da haste em relação ao vento	43
Figura 22 - Gráfico da velocidade medida em relação ao ângulo da haste do anemômetro - NRG #40C	44
Figura 23 - Relação da velocidade do vento com o ângulo da inclinação do anemômetro – Met One 10C	45
Figura 24 - Resultados de testes de inclinação em quatro velocidades –Modelo Climatronics WE-14.....	45
Figura 25 - Diferença relativa da velocidade (%) em relação ao ângulo aplicado no anemômetro – Modelo NRG #40C.....	46

Figura 26 - Diferença relativa da velocidade do anemômetro em função do ângulo da inclinação – Modelo Thies First Class	47
Figura 27 - Velocidade relativa em função da resposta angular – Modelo NRG #40C	48
Figura 28 - Velocidade relativa em função da resposta angular –Modelo Met One 10C	
Figura 29 - Medição de teste de inclinação do DEWI - Modelo NRG #40C.....	48

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Ilustração dos requerimentos de campanha de medição para diferentes classes de terreno.....	22
Tabela 2 - Incertezas na determinação da velocidade do vento e na previsão da produção de um parque eólico	35
Tabela 3 - Dados técnicos do exaustor	37
Tabela 4 - Especificações do anemômetro	37
Tabela 5 - Especificações das bancadas de teste	38
Tabela 6 - Alturas dos pregos para encaixe da bancada do anemômetro	40

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABEEólica	Associação Brasileira de Energia Eólica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CRESESB	Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito
DEWI	<i>Deutsches Windenergie Institut GmbH</i>
DPS	Dispositivo de proteção contra surtos
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FOI	<i>Swedish Defence Research Agency,</i>
GSM	<i>Global System for Mobile Communications</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
LAERO	Laboratório de Aerodinâmica e Mecânica dos Fluidos
MEASNET	<i>Measuring Network of Wind Energy Institutes</i>
O&M	Operação e manutenção
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas
RPM	Rotações por minuto
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
TPES	<i>Total Primary Energy Supply</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

U	Velocidade do vento
g	Gravidade
h	Altura de deslocamento do fluido
d	Densidade do ar
d_M	Densidade do fluido
Δt	Tempo decorrido entre a ida e a volta do sinal
l	Comprimento de caminho acústico
θ	Ângulo do vento
c	Velocidade do som

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	15
1.1. Justificativa	16
1.2. Objetivos	17
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	18
2.1. Recurso Eólico	18
2.2. Panorama Geral da Energia Eólica	18
2.3. Energia Eólica no Brasil	19
2.4. Projeto de Parque Eólico no Brasil	20
2.4.1. <i>Etapas da implantação de um parque eólico</i>	20
2.4.1.1. <i>Escolha do local para o projeto</i>	21
2.4.1.2. <i>Medições anemométricas</i>	21
2.4.1.2.1. <i>Torre de medição anemométrica</i>	22
2.4.1.2.2. <i>Anemômetros</i>	24
2.4.1.2.2.1. <i>Tipos</i>	24
2.4.1.2.2.2. <i>Calibração dos anemômetros</i>	29
2.4.1.2.3. <i>Outros equipamentos</i>	30
2.4.1.3. <i>Definição do comportamento e características do vento no local</i>	30
2.4.1.4. <i>Estudo da curva de potência para a escolha da turbina eólica</i>	31
2.5. Erros de instalação de anemômetros e seus principais efeitos	33
3. METODOLOGIA	36
3.1. Materiais e equipamentos utilizados	36
3.1.1. <i>Túnel de vento</i>	36
3.1.2. <i>Anemômetro</i>	37
3.1.3. <i>Bancada de testes</i>	38
3.1.4. <i>Sistema de aquisição dos dados</i>	41
3.2. Procedimento experimental	42
4. RESULTADOS E DISCUSSÃO	44
5. CONCLUSÃO	51
REFERÊNCIAS	53
APÊNDICE A – RELATÓRIO DE CALIBRAÇÃO DO ANEMÔMETRO	56
APÊNDICE B - PROGRAMAÇÃO DE AQUISIÇÃO DE DADOS (ARDUINO)	57

1. INTRODUÇÃO

Ao longo dos anos, com o avanço tecnológico, a humanidade passou a ser cada vez mais dependente da energia elétrica. As máquinas e os processos automatizados trouxeram a necessidade de um acréscimo contínuo na geração de energia ao redor do mundo. Inicialmente, as matrizes energéticas dos países eram sustentadas, quase que essencialmente, pela energia gerada a partir de combustão e termelétricas. Entretanto, após a crise do petróleo, em meados da década de 1970, passou-se a observar a importância da diversificação dessas matrizes, assim como a preocupação com as mudanças climáticas, trazendo à tona as, ainda chamadas, fontes de energias “alternativas”. Esse interesse global colaborou para o desenvolvimento de pesquisas do aproveitamento de fontes renováveis, tais como o vento, o sol e a água, para a geração em larga escala de energia elétrica, resultando, assim, em uma maior segurança energética e conseqüentemente, em maior sustentabilidade.

As fontes de energias renováveis são aquelas provenientes do meio ambiente e são naturalmente reabastecidas. O termo renovável, quando se fala em energia, leva em consideração a escala temporal na qual a energia pode se renovar, ou seja, a taxa para a formação do recurso em si, deve ser maior ou igual a taxa de utilização desse recurso. Alguns exemplos de fontes de energias renováveis são o sol, o vento, a água, o calor da terra, as ondas e as marés.

Dentro do leque de fontes renováveis de energia, neste trabalho, dar-se-á foco à energia eólica, mais especificamente às medições anemométricas necessárias para o estudo das possíveis áreas de implantação de empreendimentos eólicos. Resumidamente, o vento é formado pela diferença de pressão e temperatura das camadas de ar adjacentes, que se movem buscando zonas de estabilidade. Assim, a geração de energia a partir do vento aproveita esse movimento ininterrupto e natural do ar para girar as pás, que utilizam princípios aerodinâmicos, e acionar os geradores, localizados dentro do aerogerador.

Tendo em vista esse crescimento das fontes renováveis e essa conseqüente mudança nos parâmetros de geração de energia, no Brasil para adaptar-se ao setor eólico, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) fornece aos investidores diretrizes para a concepção dos projetos de parques eólicos e posterior cadastramento em leilões de energia. Vale ressaltar que a EPE é responsável pelos estudos que envolvem a expansão da capacidade de geração e transmissão, desde o estudo de fontes específicas de energia até os cálculos da garantia física dos projetos e seus planejamentos em geral (BRASIL, 2018).

Uma das principais exigências para a análise do regime dos ventos de uma região é a medição dos dados feita por meio de torres anemométricas que seguem as normas

estabelecidas por órgãos mundialmente reconhecidos e pela EPE. Essas medições são feitas utilizando equipamentos especializados e os dados são utilizados para realizar os estudos e estimativas de produção das usinas. Em campo, os equipamentos estão sujeitos a diversos fenômenos físicos, como vibrações, oscilações e ainda erros nas instalações, que podem influenciar diretamente nos dados coletados e acarretar em algum prejuízo para o projeto. Muitas vezes, esses erros só são percebidos quando o parque já está em funcionamento, podendo gerar problemas para os projetistas, perdas financeiras para os investidores na forma de multas ou penalidade na eficiência de produção.

1.1. Justificativa

Dentro deste contexto, o aumento da necessidade energética e a crise do petróleo, aliadas à preocupação com os aspectos ambientais, a geração de energia elétrica “convencional” – petróleo e derivados - lentamente está dando espaço para o aparecimento de fontes renováveis, para complementar o fornecimento de energia elétrica mundial. Entende-se, portanto, que a necessidade da busca por melhorias contínuas no setor de energia eólica representa um desafio para os pesquisadores e para os investidores e proporcionará ao mercado reduções de custos bastante significativas.

Para a concepção de um parque eólico, são feitos diversos estudos que possibilitem diminuir as incertezas geradas e, assim, aumentar as margens de lucros dos investidores. Para isso, no Brasil, seguem-se as diretrizes da EPE, órgão responsável por regularizar e fiscalizar a geração de energia elétrica, incluindo os parques eólicos.

Para que uma planta de usina eólica seja submetida em leilão, é necessário um estudo prévio de no mínimo 36 meses de dados anemométricos de uma região ou *Site* escolhido, levando em consideração o raio de cobertura dos dados de acordo com o tipo do terreno. Com esse estudo, feito por meio de torres anemométricas equipadas com sensores, é possível analisar as características físicas do local, como velocidades máximas, mínimas e médias do vento, direção do vento, temperatura do ar, pressão barométrica e umidade relativa do ar, e então, é possível calcular a geração eólica esperada para aquele *Site*. Com essas informações, os investidores são capazes de decidir o tipo, a marca, a quantidade e o posicionamento (*micrositing*) dos aerogeradores a serem utilizados, influenciando diretamente no custo inicial do investimento (SANTOS, 2014).

Dessa forma, para que se tenha o mínimo de incerteza nessas medições meteorológicas, premissa indispensável para tomada de decisão sobre a realização de um empreendimento eólico, são necessários diversos cuidados no momento da instalação e da operação das torres anemométricas, os quais podem fazer toda diferença no cálculo da

capacidade de geração do local. A instalação incorreta de um anemômetro em sua haste altera o resultado das medições eólicas e influencia diretamente nas escolhas feitas pelos projetistas, podendo gerar prejuízos incalculáveis para o investidor, que é penalizado por multas e sanções da EPE. Um dos principais parâmetros das instalações de sensores para a condução de campanhas anemométricas é a garantia de que os anemômetros, previamente calibrados, estejam perfeitamente verticais, de modo que sejam atingidos pelo vento o mais perpendicularmente possível (EPE, 2015).

Visando a necessidade de entender a relevância do parâmetro de verticalidade do anemômetro nas torres de medições, este trabalho deve enfatizar para as empresas responsáveis pelas campanhas anemométricas e para os empreendedores do ramo, a importância desta característica no momento da condução das campanhas, focando na otimização dos investimentos e na maximização dos lucros.

1.2. Objetivos

Este trabalho teve como objetivo geral analisar a influência do ângulo da bancada de suporte de anemômetros, com relação à direção perpendicular do vento, nos resultados dos dados anemométricos, em testes realizados em túnel de vento.

Como objetivos específicos, tem-se:

- a) Observar o comportamento da resposta do anemômetro utilizado e relacioná-lo com os diferentes ângulos aplicados na bancada;
- b) Observar a diferença relativa entre as velocidades medidas e as velocidades referência do túnel de vento;
- c) Avaliar os perfis dos gráficos para diferentes modelos de anemômetros de copo;
- d) Consolidar a importância do parâmetro de verticalidade do sensor nas instalações de mastros para campanhas de medições anemométricas.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Para entender a verdadeira importância e impacto dos anemômetros, é necessário ter uma base sólida de conhecimento sobre os ventos, a energia eólica em geral e as etapas de um empreendimento eólico, dando ênfase na necessidade dos anemômetros como peça fundamental nas decisões a serem tomadas.

Neste capítulo, serão abordadas noções do que é o recurso eólico e como ele é formado na atmosfera, sobre o panorama da energia eólica em âmbito mundial e nacional, respectivamente, com pontos estatísticos importantes no crescimento desta fonte e as etapas de implantação de um empreendimento eólico, com foco na anemometria.

2.1. Recurso Eólico

O vento é formado a partir da diferença de pressão na atmosfera, causada pelo aquecimento das massas de ar pela radiação solar. Existe uma estimativa de que apenas 2% da energia solar absorvida pela Terra é convertida em energia cinética dos ventos. Apesar de parecer uma pequena parcela, esse percentual representa centena de vezes o potencial eólico instalado nas fazendas eólicas no mundo (CRESESB, 2008).

Na movimentação em grande escala, as massas de ar são aquecidas na região da linha do Equador, onde recebem os raios solares quase perpendicularmente, e se deslocam em direção às regiões dos pólos, onde os raios solares não atingem com mesma intensidade. As massas de ar que estavam nos pólos deslocam-se para a região da linha do Equador e, assim, são gerados os ventos (CUSTÓDIO, 2009).

Além disso, é conhecido que os ventos formados em pequenas escalas são influenciados, além da radiação solar, por diversos aspectos da natureza, como a rugosidade e o relevo do terreno e a altura em relação ao solo. Esses fatores podem acelerar ou desacelerar os ventos e ocasionar mudanças localizadas no regime eólico. Para isso, é importante caracterizar o regime dos ventos levando em consideração os fatores de grande e pequena escala, para obter-se uma visão real e a longo prazo das condições do vento na região desejada para a implantação de um futuro empreendimento eólico (CRESESB, 2008).

2.2. Panorama Geral da Energia Eólica

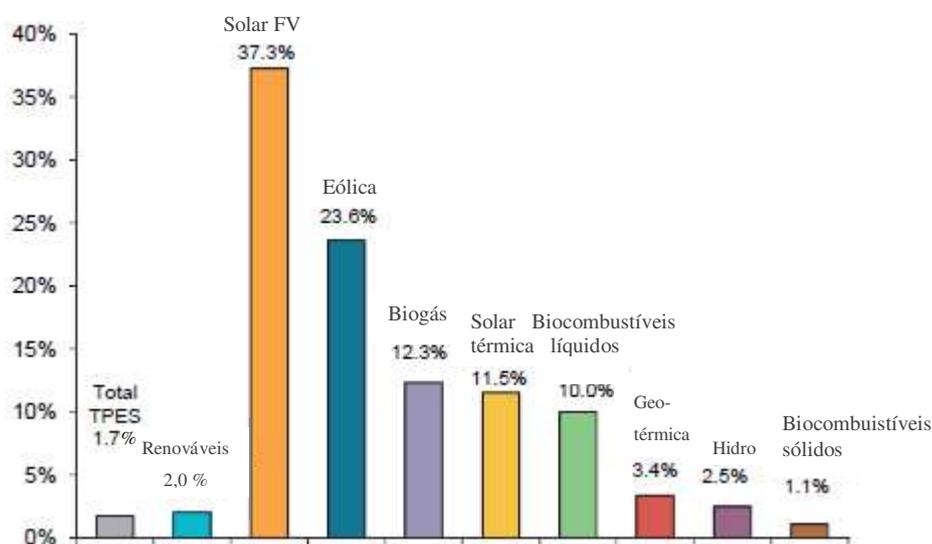
A expectativa de expansão da fonte eólica apresenta-se como uma excelente alternativa ao uso das fontes não-renováveis, que tanto vêm sendo assunto de discussões a respeito da degradação ambiental e da segurança energética.

Das primeiras pesquisas, foi instalada, em 1980, a primeira planta de parque eólico no mundo, no estado de *New Hampshire*, nos Estados Unidos. A usina era composta por 20 aerogeradores, com capacidades de 30kW cada (U.S. DEPARTMENT OF ENERGY,

2008). A partir daí, inúmeros parques eólicos ao redor do mundo foram instalados e hoje representa a segunda fonte de energia que mais cresce mundialmente, atrás apenas da energia solar fotovoltaica (IEA, 2018).

Desde 1990, a taxa média anual de crescimento de fontes de energias renováveis é cerca de 2%, um pouco maior que a taxa média de crescimento mundial da Oferta Total de Energia Primária, ou *Total Primary Energy Supply (TPES)*. As principais fontes em crescimento são a solar fotovoltaica, com 37,3% e a eólica, com 23,6%, desde 1990, como pode ser visto na Figura 1 (IEA, 2018).

Figura 1 - Taxas médias anuais de crescimento no mundo de energias renováveis de 1990 a 2016



Fonte: Adaptado de IEA (2018, p. 4).

2.3. Energia Eólica no Brasil

No Brasil, a primeira turbina eólica foi instalada em Fernando de Noronha, em 1992, com 72 kW e 23 metros de altura. Após dois anos, foi instalado o primeiro parque eólico do Brasil, localizado em Gouveia – Minas Gerais, com 1MW de capacidade. (ANEEL, s.d.). Com a criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas, o PROINFA, em 2004, o Brasil passou a ter investimentos consideráveis em energia eólica, e assim, após décadas das primeiras instalações, o cenário do setor é bastante promissor e promete números ainda maiores para os próximos anos.

Em âmbito nacional, a EPE (2015) estima que em 2024 as fontes renováveis deverão representar cerca de 86% da matriz de geração elétrica. De acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2024, o setor eólico, especificamente, passará do

patamar de 2%, em 1990, para 8% devido à expansão de 20GW previstas até 2024. Assim, vê-se uma evolução gradual da matriz energética brasileira, que hoje é predominantemente hidráulica, com o aparecimento significativo de outras fontes renováveis.

Atualmente, existem cerca de 568 usinas eólicas instaladas no Brasil, com capacidade instalada de 14,3 GW, o que é suficiente para abastecer aproximadamente 25 milhões de residências por mês. Até 2023 serão entregues mais 201 usinas eólicas, com 4,5 GW de capacidade instalada. Estima-se que até 2020 os investimentos em energia eólica irão somar cerca de 40 bilhões de reais (ABEEólica, 2018).

2.4. Projeto de Parque Eólico no Brasil

Para a implantação do projeto de um parque eólico (ou fazenda eólica) é imprescindível que sejam conhecidos os parâmetros que irão definir a viabilidade econômica e operacional do projeto. Para que seja interessante ao investidor, a produção de energia a partir do aproveitamento da força motriz do vento deve ser tal que o custo de construção seja suprido e, ainda, que se gere lucro por vários anos.

Dessa forma, este item irá tratar, de forma sucinta, os principais parâmetros que precisam ser conhecidos no estudo da viabilidade de um projeto e evidenciar o impacto que a medição dos dados locais pode causar nos demais parâmetros.

Segundo CUSTÓDIO (2009), os parâmetros necessários são:

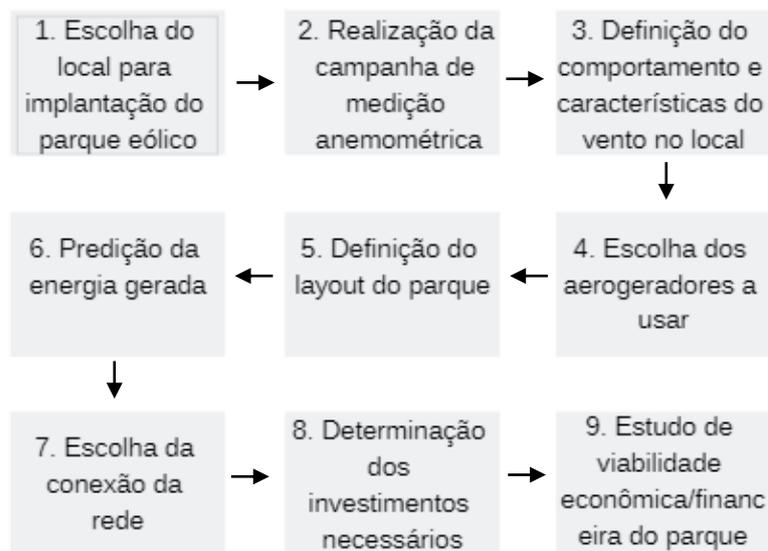
- a) Estudo do terreno e sua influência no comportamento do vento;
- b) Estudo do vento;
- c) Estudo da disposição dos aerogeradores na fazenda eólica;
- d) Estudo da conexão da fazenda eólica na rede elétrica.

Esses estudos supracitados englobam diversas ações ao longo do projeto do parque. Entretanto, é de extrema importância entender que o estudo do terreno e do vento propriamente dito impacta significativamente em todos os outros estudos. Em outras palavras, se houver um bom entendimento sobre o terreno e uma boa condução das campanhas de medições anemométricas, as chances de haver um projeto viável são altas.

2.4.1. Etapas da implantação de um parque eólico

As principais etapas para a implantação de um parque eólico estão definidas no fluxograma mostrado na Figura 2 e seguem a seguinte sequência:

Figura 2 - Fluxograma de etapas da implantação de um parque eólico



Fonte: Adaptado de CUSTÓDIO (2009)

Dessa forma, serão abordados os tópicos de 1 a 4 da implantação da fazenda eólica descritos na Figura 2 de forma mais aprofundada, a fim de explicar com clareza a importância destas etapas para o restante do projeto.

2.4.1.1. Escolha do local para o projeto

Para iniciar, deve-se escolher um local apropriado para os estudos do vento. É importante que seja feita uma pesquisa utilizando os atlas eólicos dos estados brasileiros, a fim de escolher um terreno que seja contemplado com um bom potencial eólico do ponto de vista macro. Adicionalmente, precisa-se observar algumas características como espaço para as futuras instalações das turbinas eólicas, rugosidade do terreno, proximidade com a rede elétrica e acessos terrestres, autorização dos proprietários e regularização ambiental e legal (CUSTÓDIO, 2009). Depois que todos estes pontos são verificados, pode-se partir para o início das medições anemométricas.

2.4.1.2. Medições anemométricas

Como já mencionado, uma das principais etapas para o estudo de um projeto de usina eólica é a aquisição dos dados anemométricos. As medições adquiridas devem ser representativas para a área escolhida para um futuro empreendimento eólico. As medições necessárias são a velocidade do vento (média, desvio padrão, máxima e mínima), direção do vento (média vetorial e desvio padrão), temperatura do ar, pressão barométrica e umidade

relativa do ar, medidas a cada segundo e integralizadas em intervalos de 10 minutos (IEC, 2005).

Além disso, é importante atentar para a representatividade das medições de dados, a fim de englobar todas as futuras turbinas eólicas do projeto de parque e otimizar o número de mastros de medições anemométricas (MEASNET, 2016). Para isso, são utilizadas duas classes de terrenos, como mostra a Tabela 1.

Tabela 1 - Ilustração dos requerimentos de campanha de medição para diferentes classes de terreno

Tipo de terreno	Raio de representatividade do mastro (distância máxima do aerogerador para o próximo mastro)
Terreno simples	10 km
Terreno complexo	2 km

Fonte: MEASNET (2016, p. 10)

Os terrenos simples são aqueles onde não há muitos obstáculos orográficos que interfiram na passagem do vento e, para esses, o raio de abrangência pode ser até 10 km. Os terrenos complexos são, normalmente, montanhosos, que influenciam no escoamento do vento. Quanto maior o número de obstáculos, como relevos, árvores e prédios, mais complexo é considerado o terreno, e o raio de abrangência do mastro é de 2 km (CUSTÓDIO, 2009).

Ademais, a altura do nível primário de medição de vento deve ser no mínimo 2/3 da altura planejada para o *hub* da turbina. Quanto mais perto da altura do *hub* menores serão as incertezas da extrapolação vertical das condições do vento, que é recomendada e requerida em muitos casos (MEASNET, 2016).

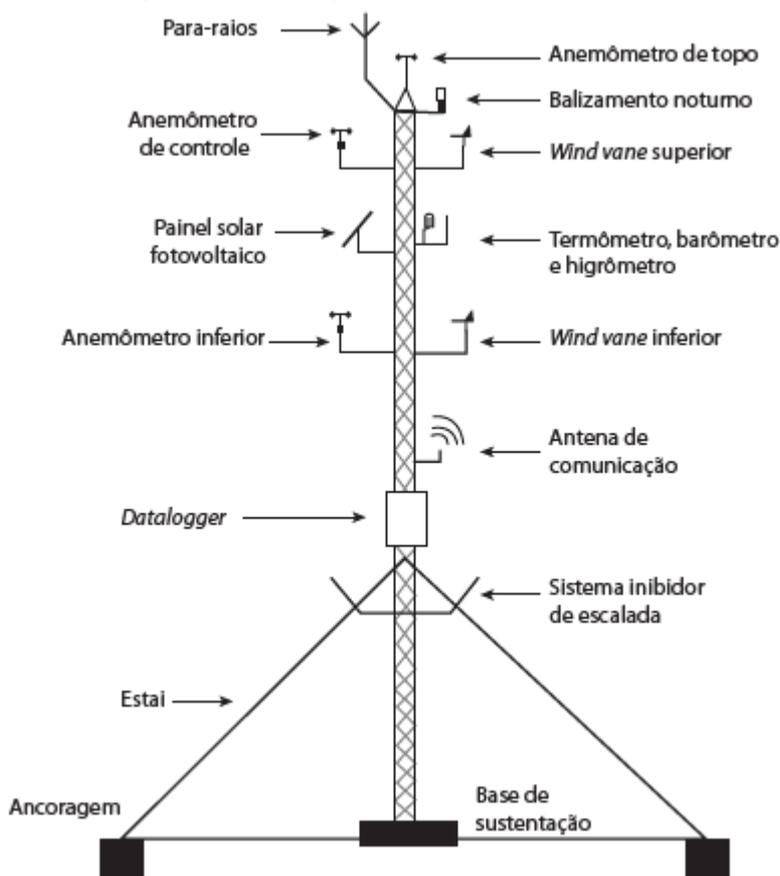
Para se obter uma boa campanha de medição, é necessária uma correta montagem da torre e uma posterior análise de dados qualificada, a fim de se estabelecer corretamente o potencial eólico. Seguindo as orientações da EPE, com base nas diretrizes dadas no Guia de Boas Práticas Anemométricas, que compila informações retiradas do IEC 61400-12-1:2005, no seu anexo G, e da MEASNET (2016), os instaladores de torres e empreendedores são orientados por meio de práticas recomendadas para instalar e gerir as campanhas de medição anemométrica de forma satisfatória.

2.4.1.2.1. Torre de medição anemométrica

Para a realização da campanha, é necessária a instalação de torres metálicas nas quais são instalados os equipamentos para aquisição dos dados, neste trabalho evidenciados os anemômetros. As torres anemométricas podem ser tubulares, treliçadas triangular ou quadradas, estaiadas ou autoportantes. No Brasil, são comumente achadas as treliçadas triangulares estaiadas, pois têm um melhor custo benefício e são mais fáceis para a realização

de manutenções. Além do sistema de aquisição de dados, instrumentos, suas hastes e sistema de comunicação (satélite, rádio, SCADA ou GSM), é importante que a torre possua balizamento diurno (pintura alternada laranja e branco) e noturno, e um sistema de proteção contra descargas elétricas. Também é necessário um sistema inibidor de escalada, popularmente chamado de rasga-calças, que impede a subida indesejada de terceiros e possíveis ações de vandalismo (SANTOS, 2014). A Figura 3 ilustra uma torre anemométrica montada, sem escala e apenas com uma parte do estaiamento.

Figura 3 - Ilustração de torre anemométrica (sem escala)



Fonte: EPE (2015)

Além disso, antes dos mastros serem instalados, é necessário o conhecimento prévio da rosa dos ventos do local, adquirido por meio do mapa eólico do Estado, afim de posicionar adequadamente os instrumentos para a recepção do vento. É importante, também, conhecer todas as medidas da torre para que se calcule o tamanho da haste e diminua-se, ao máximo, a influência da estrutura metálica nas medições dos sensores, bem como para efetuar a marcação dos pontos de ancoragem dos estais (SANTOS, 2014).

2.4.1.2.2. Anemômetros

Anemômetros são instrumentos que medem a velocidade do vento e são os principais equipamentos de uma campanha anemométrica. O termo anemômetro tem origem da palavra grega *anemos*, que significa “vento”. O primeiro anemômetro que se conhece foi construído por Leon Battista Albert, em 1450, entretanto já foi modificado diversas vezes. Em 1846, John Thomas Romney Robinson melhorou o design e introduziu o conceito de 4 copos esféricos e, em 1952, o meteorologista canadense John Patterson desenvolveu o anemômetro de três copos, mais conhecido atualmente (FIRSTRATE, 2016). Dependendo da construção do anemômetro, este pode gerar um sinal analógico com o movimento mecânico, ou uma corrente elétrica, produzidos pelo vento. O seu princípio de funcionamento é, basicamente, gerar um sinal que será comparado com um valor preestabelecido, relacionando-o com a velocidade do vento (MEASNET, 2009).

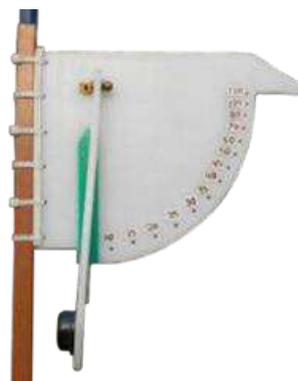
Após dezenas de anos de pesquisas e desenvolvimento, hoje, no mercado, é possível encontrar alguns tipos de anemômetros, aplicáveis e ideais para diferentes ambientes.

2.4.1.2.2.1. Tipos

Os tipos mais comuns de anemômetros são os mecânicos, porém existem outros tipos, que são utilizados de acordo com sua aplicabilidade específica. Basicamente, são encontradas cinco categorias de anemômetros: os mecânicos, os de tubo de pressão, os de onda sonora, os térmicos e os de laser doppler. Os anemômetros de copos, que são um tipo de sensor mecânico, são os mais difundidos no Brasil para uso em campanhas de medições anemométricas, devido à sua robustez, simplicidade e preço competitivo (SANTOS, 2014). Abaixo cita-se, mais detalhadamente, as três categorias de anemômetros mais conhecidas no mercado eólico e suas principais características:

- Anemômetros Mecânicos: são os mais antigos e mais populares, que funcionam, em geral, girando conforme a velocidade do vento. São divididos em:
 - a) Anemômetro de placa: a forma mais antiga deste tipo de sensor. É fabricado em uma tira de metal em cima de uma placa, que contém diversas angulações (Figura 4). À medida que o vento aumenta, o ângulo que se forma sobre a placa aumenta e corresponde a uma velocidade de vento. Não são sensíveis a baixas velocidades e são imprecisos (WEATHER STATIONARY, 2017).

Figura 4 - Anemômetro de placa



Fonte: Weather Stationary (2017)

- b) Anemômetro de hélice: de fácil manuseio, é bastante utilizado para testes em laboratórios e uso doméstico (Figura 5). Pode ser usado para medidas de velocidade de deslocamento, volume e temperatura do ar, além de permitir a medição tanto em sistemas de ventilação como em ar condicionado. Tem um custo relativamente baixo (MINIPA, 2018).

Figura 5 - Anemômetro de hélice



Fonte: Minipa (2018)

- a) Anemômetro de Copos: constituem-se de três ou quatro copos que capturam o vento e são os mais conhecidos pela sua simplicidade e sensibilidade. A rotação dos copos, medida em RPM, é proporcional à velocidade horizontal do vento que, ao girar, provoca um fluxo magnético no interior do gerador, criando uma tensão induzida que pode ser lida como um multímetro. A partir da calibração, que será abordada

melhor no tópico posterior, o valor quadrático médio da tensão induzida do anemômetro é usado para medir a velocidade do vento que escoa nos copos. É importante que o plano de rotação dos copos esteja sempre perpendicular ao plano de escoamento do vento para que não haja desvio nos resultados. Por se tratar de um anemômetro mecânico, não pode ser utilizado em locais de geleiras, pelo risco de congelamento e, conseqüentemente, travamento do sensor (WEATHER STATIONARY, 2017). Este é o tipo de sensor utilizado na prática abordada neste trabalho. Nas Figuras 6 e 7, têm-se alguns exemplos de anemômetros de copo.

Figura 6 - Anemômetro de copo NRG



Fonte: NRG (2018)

Figura 7 - Anemômetro de copo Thies



Fonte: Ammonit (2018)

- b) *Propeller*: utiliza uma hélice de resposta rápida e um transdutor gerador de alta qualidade para produzir uma tensão que é linearmente proporcional à velocidade do ar. O fluxo de ar de qualquer direção pode ser medido, no entanto, a hélice responde apenas ao componente do fluxo de ar que é paralelo ao seu eixo de rotação. Os *propellers* (Figura 8) possuem um alto custo e são mais comumente instalados em situações nas quais é necessário conhecer a medição de turbulência do vento de um local (WEATHER STATIONARY, 2017).

Figura 8 - Propeller

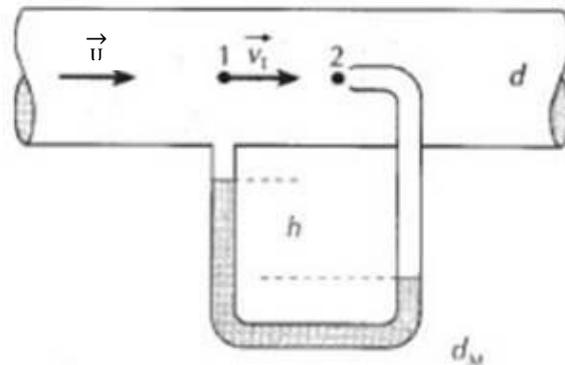


Fonte: Weather Stationary (2017)

- Anemômetros de Tubo de Pressão: trata-se, também, de uma abordagem muito antiga para medir a velocidade do vento. Consiste em um tubo, conhecido como tudo de Pitot, em forma de U com uma extremidade dobrada para criar uma seção horizontal voltada para o vento, representado na Figura 9. Tem-se um líquido no fundo do tubo e, à medida que o vento sopra na porção horizontal, força o líquido para cima ao longo da seção vertical. Existem versões mais modernas, que substituíram o líquido por uma membrana flexível. Sem a necessidade de muitas peças e de baixo custo, este instrumento pode passar longos períodos sem manutenção, entretanto, é mais empregado em experiências práticas de laboratório, pois precisa do olho humano para realizar a anotação dos dados. Utilizando os parâmetros da densidade do ar (d), da densidade do fluído (d_M) e da altura de deslocamento do fluído (h), consegue-se obter a velocidade do vento (U) por meio da equação (1) simplificada (WEATHER STATIONARY, 2017).

$$U^2 = \frac{2gh(d_M - d)}{2} \quad (1)$$

Figura 9 - Aferição da velocidade do vento utilizando o tubo de Pitot



Fonte: Fenômenos da Engenharia (2018)

- Anemômetros Ultrassônicos: estes sensores são constituídos de emissores/receptores de som orientados ortogonalmente, que medem a velocidade, a direção e a turbulência do vento vertical e horizontal. A velocidade do vento é deduzida através do tempo calculado entre a emissão e a recepção do sinal, através da equação (2). É bastante sensível, o que pode gerar uma grande influência da turbulência em sua medição, e pode ser utilizado em ambientes de temperaturas de -30° a 50°C . Em contrapartida, tem um custo bastante elevado (WEATHER STATIONARY, 2017).

$$\Delta t = \frac{2l U \cos \theta}{(c^2 - U^2)} \quad (2)$$

Onde, Δt : tempo decorrido entre a ida e a volta do sinal;

l : comprimento de caminho acústico;

θ : ângulo do vento;

U : velocidade do vento;

c : velocidade do som.

Diante do exposto, é possível perceber uma gama de opções de sensores que podem ser utilizados em diversas aplicações de engenharia e meteorologia. A escolha do tipo de sensor utilizado depende, principalmente, do preço, da robustez ou durabilidade e da confiabilidade dos dados aferidos, de modo a representar de forma mais realista o ambiente (ALÉ *et al.*, 2008).

2.4.1.2.2.2. *Calibração dos anemômetros*

Dentro deste contexto, é importante mencionar que, para que haja confiabilidade nos dados medidos pelos anemômetros, deve ser realizada uma calibração destes equipamentos. A calibração é um processo no qual o instrumento é submetido a testes comparativos que correlacionam a frequência de saída do anemômetro para distintas velocidades no túnel de vento, com o intuito de diminuir os erros, ficando dentro de um critério aceitável e fornecendo qualidade nos dados (ACCPR, 2015).

Segundo Lockgart (1997) *apud* Custódio (2009), existem incertezas maiores que 3,5% na calibração de anemômetros em distintos laboratórios e essa diferença pode chegar a 10% de incerteza no cálculo da potência estimada do local a ser implantado um empreendimento eólico.

Diante disso, para minimizar as incertezas geradas pela calibração dos anemômetros em diferentes túneis de vento, a MEASNET definiu um procedimento padrão a ser seguido para calibração em seus laboratórios certificados, por meio do documento *Anemometer Calibration Procedure*. Dessa maneira, ela garante uma incerteza de apenas 0,5% de diferença da velocidade de vento de referência nos túneis de vento e, assim, pequenas incertezas nos instrumentos calibrados utilizando este método (CUSTÓDIO, 2009).

Segundo IEC (2005), a etapa de calibração de um anemômetro é utilizada para classificar o sensor de acordo com os testes de robustez, resposta angular, torque e atrito. Uma avaliação deve incluir procedimentos para entender a influência das seguintes características básicas na operação do anemômetro de copo:

- a) Características de resposta angular;
- b) Efeitos dinâmicos devido a diferentes características de torque de aceleração e desaceleração do rotor;
- c) Torque de atrito nos rolamentos.

A avaliação da característica de resposta angular em anemômetros de copos contribui para o bom entendimento da importância deste critério no momento da instalação dos sensores. O parâmetro de verticalidade do sensor, ou seja, a garantia de que este esteja instalado de modo a receber o vento perpendicularmente, deve ser vista de forma atenciosa.

Para a utilização dos anemômetros em campanhas de medição eólicas, a calibração deve ser feita antes de iniciar o uso do equipamento em laboratório que haja o certificado internacional MEASNET. No Brasil, a exigência da EPE é que os anemômetros sejam recalibrados pelo menos 1 vez a cada 24 meses de operação contínua obedecendo os procedimentos da norma IEC 61400-12-1, anexo F (EPE, 2013).

2.4.1.2.3. Outros equipamentos

Além dos instrumentos abordados anteriormente, existem outros equipamentos que são importantes em uma campanha de medição eólica, dentre eles: anemógrafos ou *dataloggers*, wind vanes ou birutas, termohigrômetros e barômetros.

Os anemógrafos ou *dataloggers* são equipamentos utilizados para fazer as ligações com os sensores e gravar os dados medidos ou em cartão de memória ou em memória interna. Estes equipamentos têm uma taxa de aquisição de 1 Hz e integralizam em intervalos de 10 minutos (SANTOS, 2014). O datalogger deve ser instalado dentro de uma caixa juntamente com o modem de comunicação ou satélite, fusíveis e DPS, afim de protegê-lo das intempéries. É recomendado que este seja instalado acima do rasga-calças para evitar a ação de vândalos (EPE, 2015). No mercado, existem diversas marcas de anemógrafos, sendo mais encontradas a Ammonit, NRG, Campbell e Kintech.

O *wind vane* ou biruta é o sensor responsável por medir a direção do vento, especificando sua origem. Este instrumento é de extrema importância, pois determina a orientação do vento e auxilia, por exemplo, nas decisões de *micrositing* do parque (SANTOS, 2014). É comum que as direções sejam divididas em setores de 30° para obter a rosa dos ventos e, assim, realizar o estudo do comportamento do vento em cada direção predominante (CUSTÓDIO, 2009).

Ademais, existem os termohigrômetros que, como o próprio nome diz, mede as variáveis de temperatura e de umidade do ar local, e os barômetros, responsáveis pela pressão barométrica. Essas variáveis são imprescindíveis para o cálculo da densidade de ar relativa.

Todos esses instrumentos devem estar em perfeito estado de conservação e de funcionamento, a fim de gerar estimativas dentro da realidade do local a ser estudado. Tendo estas informações de períodos longos, diminuem as incertezas com relação às características do local e dá-se, aos analistas, uma melhor visão do comportamento eólico durante os anos (SANTOS, 2014).

2.4.1.3. Definição do comportamento e características do vento no local

Durante uma campanha anemométrica, os dados medidos nas torres são analisados por uma equipe especializada. Os analistas devem definir estatisticamente o comportamento e o perfil do vento no local do estudo, de acordo com o tratamento detalhado dos dados obtidos. É partir daí que é conhecido como o comportamento do vento varia durante os anos, e se confirma a direção predominante de origem do vento, de forma a guiar os projetistas na escolha dos aerogeradores e na disposição destes dentro do empreendimento eólico (EPE, 2015).

Nesta etapa, diversos gráficos são obtidos com a compilação dos dados para a análise detalhada, como os exemplos nas Figuras 10 e 11. Para enfatizar, é de extrema importância que as torres anemométricas instaladas, para campanhas de projetos eólicos, passem por manutenções preventivas e que os dados sejam analisados frequentemente. Essas manutenções aumentam a confiabilidade dos dados, pois garantem que os sensores estão instalados de forma correta, e a análise periódica destes dados diminui as chances de perdas dentro do intervalo necessário (três anos). Quanto maior a disponibilidade dos dados, mais precisa é a análise e mais confiável é o resultado (EPE, 2015).

Figura 10 - Histograma de velocidades (com Weibull)

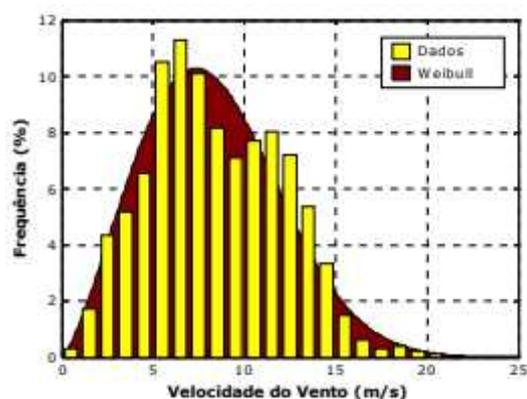
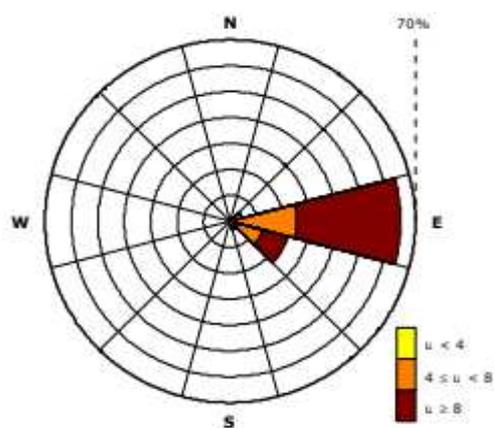


Figura 11 - Rosa dos ventos



Fonte: Braselco (2018)

2.4.1.4. *Estudo da curva de potência para a escolha da turbina eólica*

Depois de garantir uma correta medição eólica, tem-se a etapa de escolha do aerogerador. Essa escolha é criteriosa e deve ser feita levando em consideração alguns aspectos, tais como: o desempenho dos modelos de aerogeradores com o perfil de vento encontrado no local, o custo de instalação e operação e manutenção (O&M) das máquinas, além da assistência técnica do fabricante na região do empreendimento. Dentre os aspectos citados acima, tem-se como o principal o desempenho das turbinas com o comportamento do vento local. Essa escolha é feita utilizando o estudo da curva de potência dos aerogeradores (CUSTÓDIO, 2009).

O estudo de curva de potência em turbinas eólicas objetiva conhecer a potência elétrica esperada para determinadas velocidades, anteriormente medidas por meio de anemômetros e analisadas por equipe técnica, e prever o desempenho destes equipamentos *in*

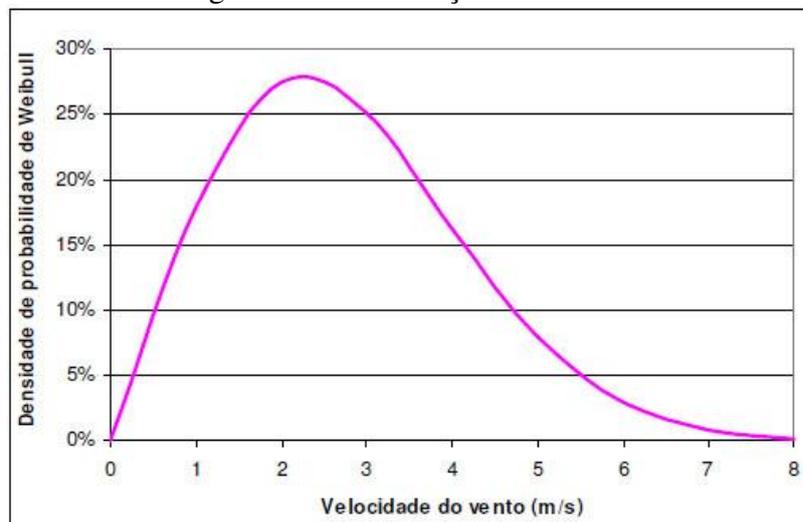
loco. Assim, a potência de um gerador varia com o cubo da velocidade do vento de acordo com a equação 3 (MANWELL *et al.*, 2002).

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

Na qual P representa a potência em W , ρ a densidade do ar em kg/m^3 , A a área do disco varrido pelo rotor em m^2 e v a velocidade do vento em certo instante em m/s .

De acordo com a frequência de vento gerada através da construção de uma distribuição probabilística, sendo a mais conhecida a Distribuição de Weibull por representar satisfatoriamente o regime eólico, são feitos os cálculos para a escolha dos melhores aerogeradores que se enquadram na região. Além disso, é feito o estudo de viabilidade econômica das máquinas, para, por fim, decidir a marca e o modelo da turbina a ser utilizada no projeto (CUSTÓDIO, 2009). A Figura 12 mostra a representação da distribuição de Weibull relacionando com a velocidade do vento.

Figura 12 - Distribuição de Weibull

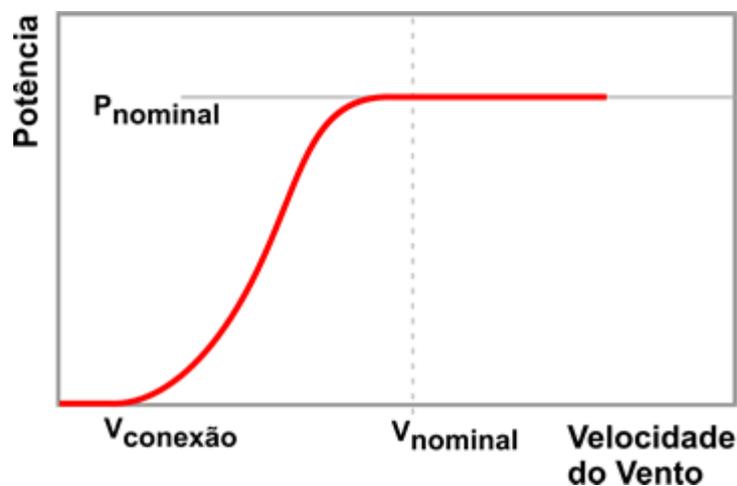


Fonte: GABRIEL FILHO *et al.* (2011)

A Figura 13 representa um exemplo de uma curva de potência de um aerogerador hipotético. Nesta curva, é possível observar uma velocidade nominal, que é a velocidade ideal para o pleno funcionamento da turbina. Velocidades inferiores à nominal, no local da instalação deste aerogerador, superdimensionariam a máquina, gerando potência abaixo do esperado. Já as velocidades superiores à nominal não seriam perfeitamente aproveitadas para a potência final gerada, havendo um subdimensionamento da turbina. Nesses casos, realizar

comparações entre várias curvas de potência é essencial para escolher uma máquina que melhor se adequa ao regime de vento da região (CUSTÓDIO, 2009).

Figura 13 - Curva de potência de aerogerador hipotético



Fonte: CRESESB (2008)

Nesta etapa, medições de vento errôneas geram escolhas de máquinas sub ou superdimensionadas, que não aproveitam plenamente o recurso eólico do local. Para Alé *et al.* (2010), os erros causados por medições equivocadas de anemômetros são os principais geradores de incertezas na escolha das curvas de potência de aerogeradores que melhor se adequem à região. O erro da medição pode gerar um erro ao cubo na estimativa de geração de potência da máquina. Assim, a certeza de dados anemométricos de qualidade dá ao empreendedor maior confiabilidade no projeto e, conseqüentemente, maiores margens de lucros.

2.5. Erros de instalação de anemômetros e seus principais efeitos

Neste tópico, irão ser explanados, de forma sucinta, os principais impactos que erros de instalação podem gerar nos dados medidos ao longo do tempo, dando foco ao erro relacionado à má instalação de anemômetros em torres anemométricas, mais especificamente, erros de verticalidade destes sensores, motivador principal deste trabalho.

Segundo Custódio (2009), o aumento das incertezas das medições é causado, principalmente, devido à inexperiência dos técnicos responsáveis, prática inadequada na escolha de anemômetros, montagem imprópria dos anemômetros, má escolha do local de medição, altura de medição inadequada e duração das medições não representativa das condições ambientais do local.

Dentre os erros de instalação, pode-se citar a instalação de anemômetros descalibrados, suportes com dimensões erradas, presença de obstáculos e efeito sombra causado por sensor instalado em posição oposta, entre outros (AMMONIT, 2000).

De acordo com Custódio (2009), durante a instalação é importante atentar-se para a montagem dos anemômetros respeitando as distâncias adequadas e posicionamentos inteligentes dos suportes para diminuir os efeitos destes nos dados. Além da calibração e instalação, a seleção de um anemômetro com um desenho pobre e o incorreto nivelamento dos anemômetros em suas hastes gera incertezas altas na implantação de projetos. Alguns estudos evidenciam a sensibilidade dos anemômetros às inclinações de fluxo, bastante encontradas em situações reais no Brasil.

Segundo o estudo levantado por Dahlberg *et al.* (2006), feito em parcerias com *Risø National Laboratory (RISØ)*, *Swedish Defence Research Agency (FOI)* e *Deutsches Windenergie Institut GmbH (DEWI)*, para cada modelo de anemômetro há uma resposta distinta às inclinações nas quais os sensores são submetidos para a componente vertical do vento, enquanto para a horizontal a resposta é semelhante.

Neste estudo, Dahlberg *et al.* (2006) resumiram dois modelos que analisam as características dinâmicas do anemômetro de copo. O primeiro modelo, chamado de Modelo de Resposta Angular e Coeficiente de Torque, é baseado nas medições da resposta angular, das curvas do coeficiente de torque para fluxo horizontal e das curvas de fricção no rolamento. O segundo modelo, o Modelo de Fluxo Inclinado e Coeficiente de Torque, é baseado na medição da curva do coeficiente de torque para uma gama de fluxos inclinados.

Além disso, Pedersen *et al.* (2006) caracterizaram cinco modelos de anemômetros, NRG, Thies First Class, Vaisala, Vector e Risø, de acordo com a resposta angular em 5, 8 e 11 m/s, medições de inércia de rotor e medições de curva de coeficiente de torque. Nos testes, Pedersen *et al.* (2006) também encontraram respostas diferentes para cada modelo de anemômetro, confirmando o apresentado por Dahlberg *et al.* (2006).

Outro artigo, Alé *et al.* (2010), também realizado com o intuito de entender a influência do ângulo na velocidade medida por anemômetros, trouxe alguns gráficos bastante relevantes que enfatizam a real importância deste parâmetro, o qual será melhor abordado no capítulo de Resultados e Discussão.

A Tabela 2 lista as incertezas e seus respectivos valores atribuídos. No momento da certificação, são atribuídos valores de incertezas para cada um dos componentes listados de acordo com o conhecimento e a informação das práticas realizadas durante a condução de uma campanha anemométrica (CUSTÓDIO, 2009). Ou seja, quanto mais desconhecida ou ignorada as melhores práticas para a medição de vento, maior o valor de incerteza determinado pela certificadora dos dados.

Tabela 2 - Incertezas na determinação da velocidade do vento e na previsão da produção de um parque eólico

Componentes de incertezas	Faixa típica de incertezas (%)
Calibração do anemômetro em túnel de vento	0,5-3
Seleção do anemômetro (influência do fluxo vertical e da turbulência)	0,5-4
Montagem do anemômetro	0,2-3
Seleção do local de medição	0,5-5
Seleção do período de medição	0,3-3
Coleta e avaliação dos dados	0-2
Correlação com dados de longo tempo	0,5-5
Transferência para os aerogeradores em outra posição e altura de cubo (<i>micrositing</i>)	1-10
Total – incertezas da determinação da velocidade do vento	1,5-14
Incerteza na previsão da energia gerada	3-30

Fonte: DEWI *apud* Custódio (2009)

3. METODOLOGIA

Tendo em vista a importância do parâmetro de verticalidade do anemômetro para a correta medição dos dados anemométricos, este trabalho propôs constatar, na prática em laboratório, a influência da mudança de angulação da haste de sustentação do sensor nos resultados dos dados obtidos.

A metodologia deste trabalho pode ser dividida em materiais e equipamentos utilizados e no procedimento experimental realizado nos ensaios com o anemômetro.

3.1. Materiais e equipamentos utilizados

3.1.1. Túnel de vento

Para a realização dos ensaios, foi utilizado o túnel de vento do Laboratório de Aerodinâmica e Mecânica dos Fluidos (LAERO) do Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade Federal do Ceará. O túnel possui um comprimento total de 6,6 metros, com uma área de testes de 0,5m X 0,5m e comprimento de 1,74 metros. Possui uma porta lateral com visor de acrílico onde pode ser inserida a bancada de teste com o anemômetro, que pode ser vista na Figura 14.

Figura 14 - Seção de teste do túnel de vento



Fonte: Elaborado pela autora

O túnel possui um exaustor com as dimensões especificadas na Tabela 3. Além disso, o exaustor é ligado a um inversor do fabricante WEG, que possibilita controlar sua rotação.

Tabela 3 - Dados técnicos do exaustor

Diâmetro (cm)	Comprimento (cm)	Potência (hp)	Vazão (m ³ /min)	Pressão (mmca)	Peso (Kg)
100	46	2	422	19	95,00

Fonte: VIDAL, 2017

3.1.2. Anemômetro

O anemômetro utilizado para os ensaios foi o modelo NRG #40C, de número de série 1795-00176922, calibrado em 29 de junho de 2011. O relatório de calibração deste sensor está disponível no Apêndice A. De acordo com o *datasheet* deste modelo, este sensor possui as especificações apresentadas na Tabela 4.

Tabela 4 - Especificações do anemômetro

Descrição	
Tipo do sensor	Anemômetro de 3 copos
Aplicações	<ul style="list-style-type: none"> • Avaliação de recursos eólicos • Estudos meteorológicos • Monitoramento ambiental
Range	1 m/s a 96 m/s
Sinal de saída	
Tipo de sinal	Onda senoidal AC de baixo nível, frequência linearmente proporcional à velocidade do vento
Função de transferência*	Função de transferência de consenso: Fator de escala (inclinação): 0,765 m/s / Hz Offset: 0,35 m / s $v [m/s] = freq[Hz] * (0,765) + 0,35$
Tensão de saída no limiar:	Mínimo de 80 mV (pico a pico)
Tensão de saída a 60 Hz	12 V (pico a pico) típico Amplitude de saída NÃO proporcional à velocidade do vento
* A função de transferência utilizada na análise dos dados foi a especificada no relatório de calibração disponível no Apêndice A	

Fonte: Adaptado de NRG (2018)

A Figura 15 mostra o anemômetro que foi utilizado nos testes deste trabalho.

Figura 15 - Anemômetro utilizado nos ensaios



Fonte: Elaborado pela autora

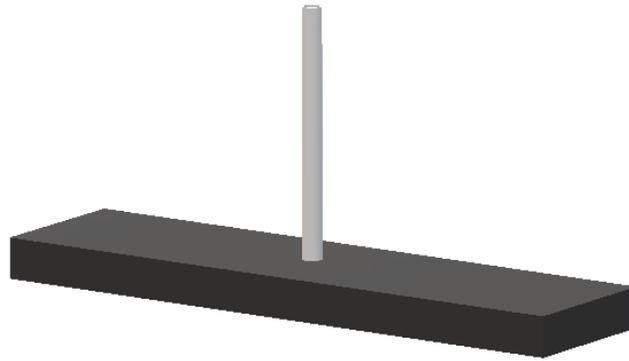
Além disso, foi utilizado um anemômetro de hélice, de marca Minipa, modelo MDA-20, para obtenção da velocidade de referência do túnel de vento durante os testes. Com as velocidades observadas nesse anemômetro, foi possível calcular o desvio padrão da referência do túnel. Obteve-se, assim, um desvio de 0,43, 0,67 e 0,52 para as velocidades de 5, 8 e 11 m/s. Dessa forma, para efeito de cálculos, foi considerada constante a velocidade dentro do túnel de vento.

3.1.3. Bancada de testes

A bancada de testes foi dividida em duas partes e construída nas seguintes especificações [Tabela 5]:

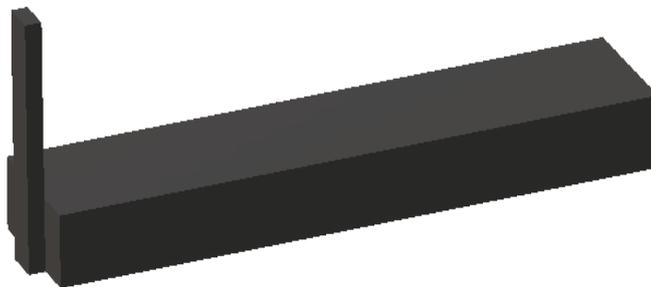
Tabela 5 - Especificações das bancadas de teste

Bancada do anemômetro	
Base de madeira	20 cm X 10 cm X 1cm
Haste de alumínio	21 cm
Altura do rotor com relação à base	29 cm



Bancada de inclinação

Base de concreto	20 cm X 10 cm X 4cm
Altura do suporte madeira	16 cm



Fonte: Elaborado pela autora

As duas bancadas descritas foram colocadas em cima de bases de concreto a fim de dar mais estabilidade e centralização dentro do túnel de vento. Essas bases de concreto têm as seguintes medidas: 20 cm X 10 cm X 4 cm, de comprimento, largura e espessura, respectivamente.

Utilizando o Teorema de Pitágoras, por meio do seno dos ângulos desejáveis, foi feito o dimensionamento das alturas das fixações no suporte vertical de madeira, da bancada de inclinação, para o encaixe da bancada do anemômetro. Dessa forma, encontrou-se as alturas em relação à base da bancada indicadas na Tabela 6.

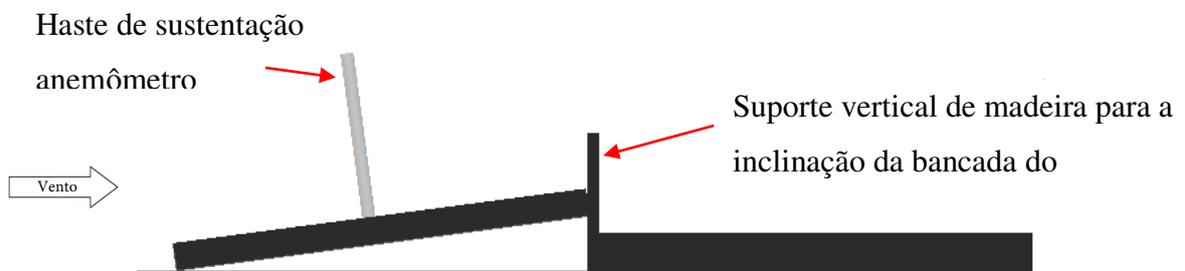
Tabela 6 - Alturas dos pregos para encaixe da bancada do anemômetro

Ângulos aplicados na bancada do anemômetro	Altura em relação à base da bancada
10°	3,5 cm
20°	6,8 cm
30°	10 cm
40°	12,9 cm
50°	15,3

Fonte: Elaborado pela autora

A Figura 15 representa o esquema das bancadas vistas de lado. As Figuras 17 e 18 mostram a bancada do anemômetro perfeitamente vertical (0°) e inclinada em 10°, respectivamente.

Figura 16 - Vista lateral do projeto da bancada inclinada do anemômetro e da bancada de inclinação



Fonte: Elaborado pela autora

Figura 17 - Bancada do anemômetro em 0°



Fonte: Elaborado pela autora

Figura 18 - Bancada do anemômetro em 10°



Fonte: Elaborado pela autora

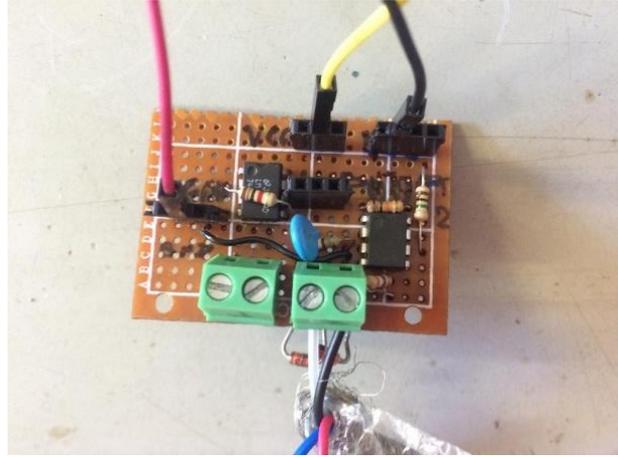
3.1.4. Sistema de aquisição dos dados

Os dados obtidos foram adquiridos com a utilização da plataforma Arduino. O Arduino é uma plataforma de hardware, software e conteúdo de código aberto bastante utilizada na pesquisa e no desenvolvimento de tecnologias em engenharia, informática, robótica, entre outros (ARDUINO, 2018). É bastante versátil em sua utilização, permitindo o acoplamento de diversos sensores e receptores, além de ser um equipamento de baixo custo, o que torna bastante acessível para uso experimental.

O código da programação foi desenvolvido para receber os dados do anemômetro em Hz e transformá-los em m/s utilizando a função de transferência do sensor, mostrada na Tabela 4. Estes dados foram recebidos em microssegundos e toda variação da frequência percebida pelo Arduino foi registrada diretamente no computador. Este código está disponível no Apêndice B.

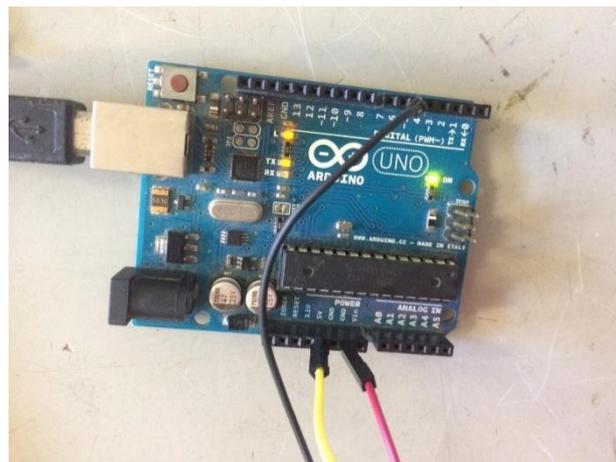
As Figuras 18 e 19 representam a placa de condicionamento dos dados e a placa Arduino, respectivamente. A placa de condicionamento utilizou um amplificador de sinal para receber a frequência do anemômetro. Além disso, foram soldados à placa capacitores e resistores a fim de filtrar alguns ruídos ocasionados pelo cabo lógico de conexão do sensor e de regular a tensão de saída, evitando a queima do amplificador.

Figura 19 - Placa de condicionamento dos dados



Fonte: Elaborado pela autora

Figura 20 - Arduino utilizado nos testes



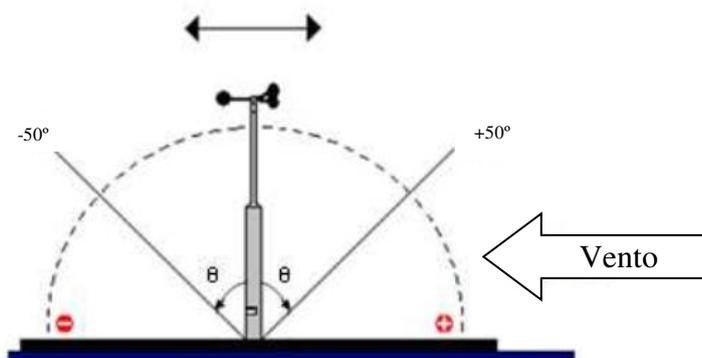
Fonte: Elaborado pela autora

3.2. Procedimento experimental

O procedimento foi dividido em três etapas de testes, em que cada etapa foi utilizada uma velocidade de referência do túnel de vento definidas em $V_{ref1} = 5$ m/s, $V_{ref2} = 8$ m/s e $V_{ref3} = 11$ m/s. Essas velocidades escolhidas, além de serem recomendação da IEC (2005), também condizem bastante com as velocidades de vento encontradas no Brasil. Para

cada velocidade de referência mantida constante, foram aplicados na haste do anemômetro os ângulos nos intervalos de -50° a $+50^\circ$, como recomendado por Dahlberg *et al.* (2006), com espaçamento de 10° em cada teste, como é visto na Figura 21.

Figura 21 - Movimentação da haste em relação ao vento



Fonte: Adaptado de Alé *et al.*(2010)

Os testes utilizaram as medições durante o intervalo de 1,5 minuto para cada ângulo aplicado, respeitando um tempo de aproximadamente 30 segundos para aguardar a estabilização da velocidade do túnel de vento após o procedimento de abertura da seção de testes para as mudanças das posições angulares. Este processo se repetiu 30 vezes para a obtenção das medições em cada uma das 10 posições angulares das três velocidades de referência distintas.

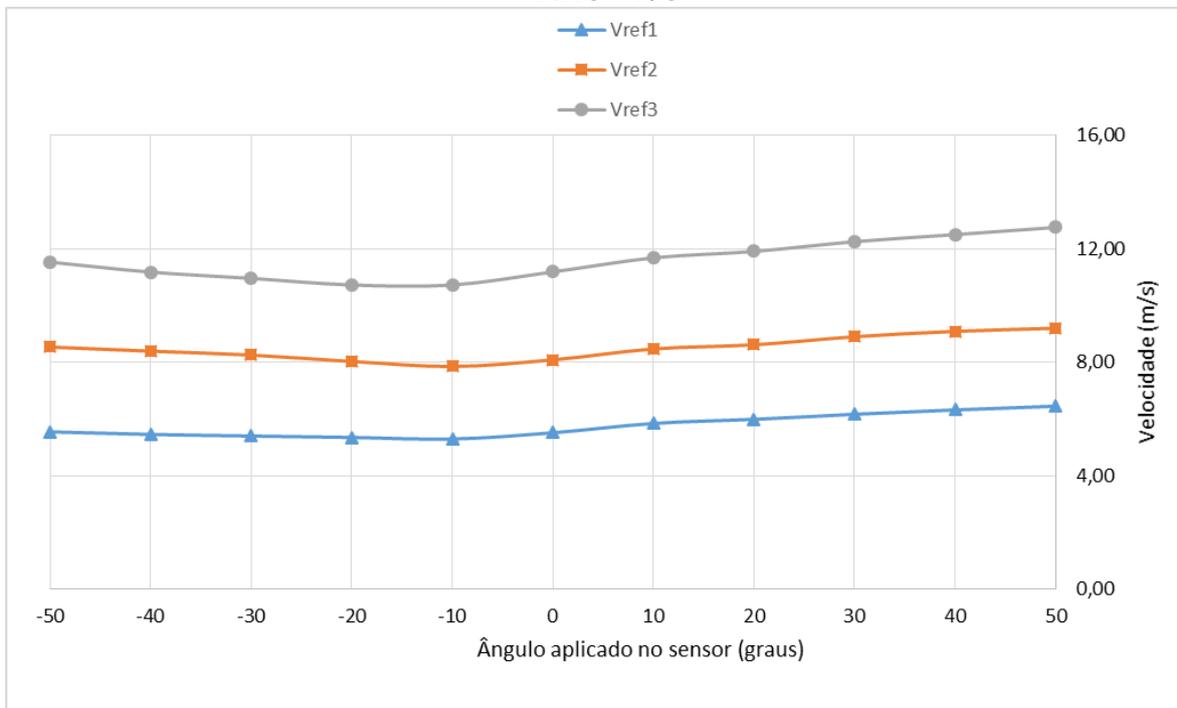
Após a aquisição dos dados, foi feita uma análise prévia para a invalidação de dados incoerentes medidos nos momentos de desconexão do sistema de aquisição e eventuais ruídos ocasionados por interferência do cabo lógico que conecta o anemômetro ao sistema.

Ainda na análise, foi feita uma média aritmética dos dados coletados referentes a cada posição da haste, de modo a comparar a velocidade de referência do túnel com a velocidade medida pelo anemômetro.

4. RESULTADOS E DISCUSSÃO

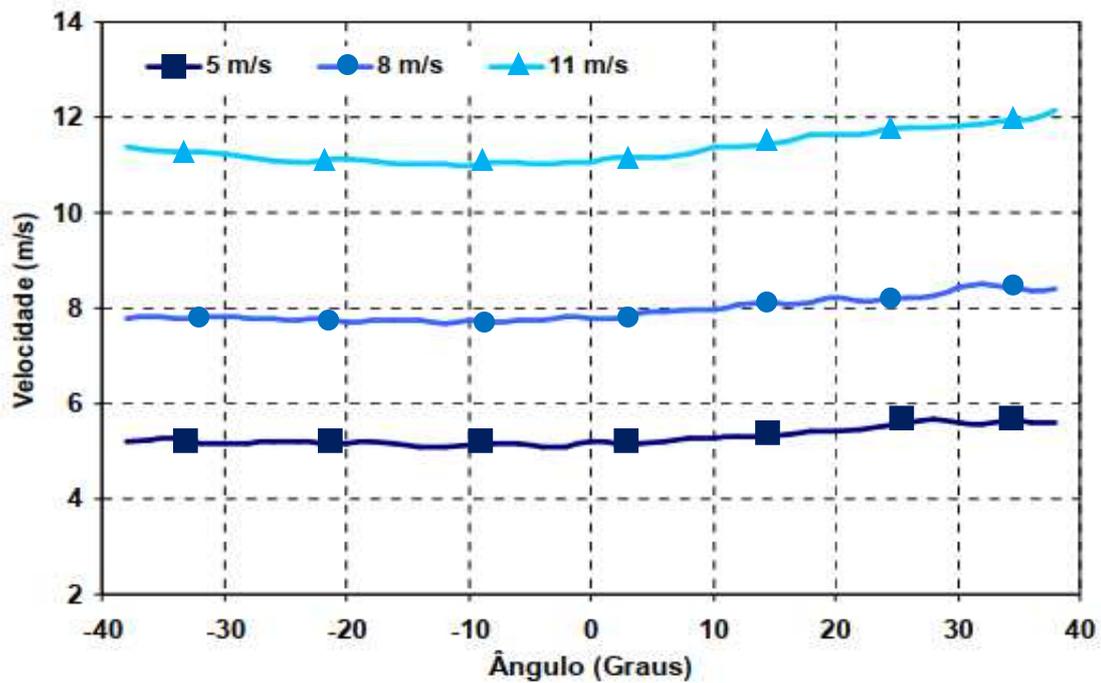
Após o tratamento dos dados obtidos por meio dos testes no túnel de vento, foi possível construir os gráficos apresentados neste capítulo e relacioná-los com os gráficos obtidos por Alé *et al.*(2010), Dahlberg *et al.* (2006) e Pedersen *et al.* (2006).

Figura 22 - Gráfico da velocidade medida em relação ao ângulo da haste do anemômetro - NRG #40C



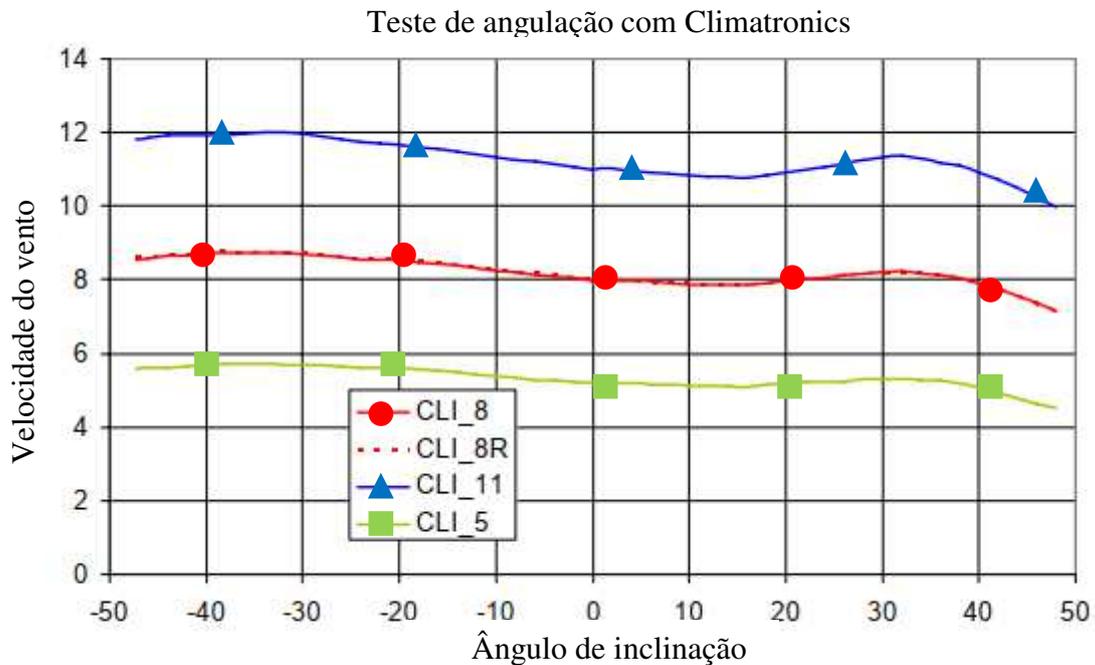
Fonte: Elaborado pela autora

Figura 23 - Relação da velocidade do vento com o ângulo da inclinação do anemômetro – Met One 10C



Fonte: Adaptado de Alé *et al.* (2010)

Figura 24 - Resultados de testes de inclinação em quatro velocidades –Modelo Climatronics WE-14

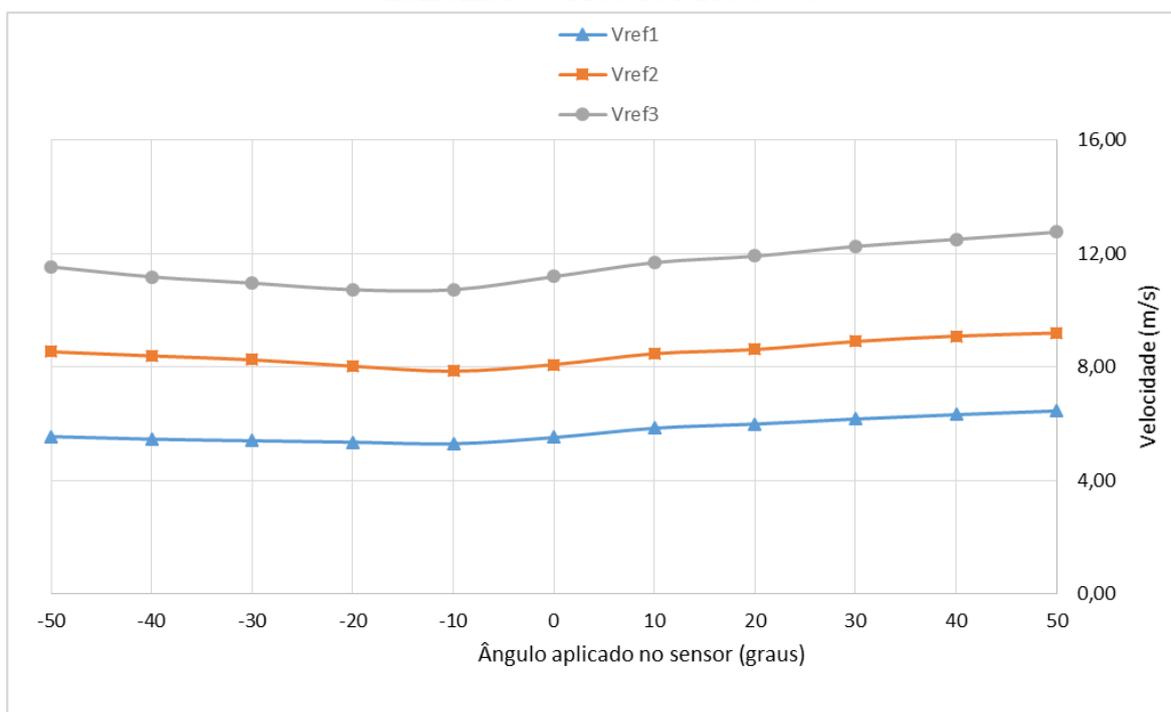


Fonte: Adaptado de Dahlberg *et al.* (2006)

Na Figura 22 mostra-se a velocidade medida pelo anemômetro em relação aos ângulos aplicados na bancada do sensor. Pode-se perceber que para as três velocidades, houve uma tendência de aumento da velocidade com o distanciamento positivo da posição vertical. Além disso, houve uma leve queda e um posterior acréscimo da velocidade em ângulos menores que 0°. Obteve-se um resultado bastante semelhante ao adquirido por Alé *et al.*(2010), ilustrado na Figura 23, apesar de terem utilizado o anemômetro da Met One Instruments de modelo 10C.

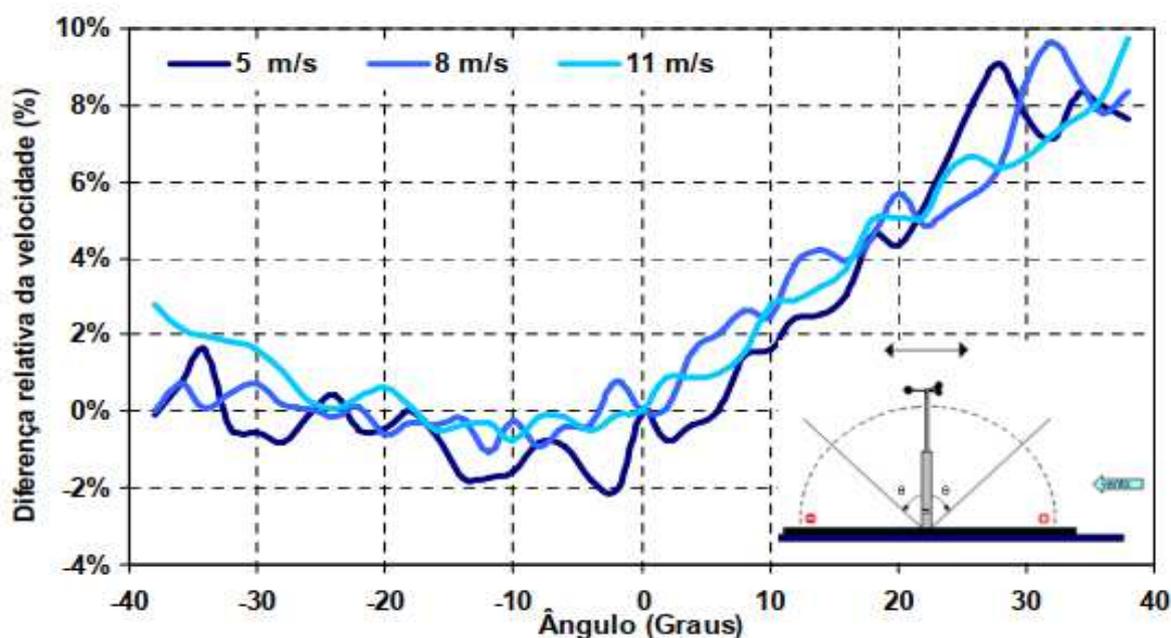
Já a Figura 24, com o gráfico obtido por Dahlberg *et al.*(2006), pode-se observar um perfil distinto daquele encontrado nos testes deste trabalho. Enquanto que para os resultados obtidos na Figura 22 as velocidades aumentaram com o aumento do ângulo, para Dahlberg *et al.* (2006) as velocidades, em geral, diminuíram com o aumento do ângulo, com exceção do intervalo entre 20 e 40°. Possivelmente o formato dos copos atuou de forma diferente nos dois casos, uma vez que o anemômetro da marca Climatronics, modelo WE-14, é constituído por copos cônicos, ao invés de esféricos como o NRG #40C.

Figura 25 - Diferença relativa da velocidade (%) em relação ao ângulo aplicado no anemômetro – Modelo NRG #40C



Fonte: Elaborado pela autora

Figura 26 - Diferença relativa da velocidade do anemômetro em função do ângulo da inclinação – Modelo Thies First Class

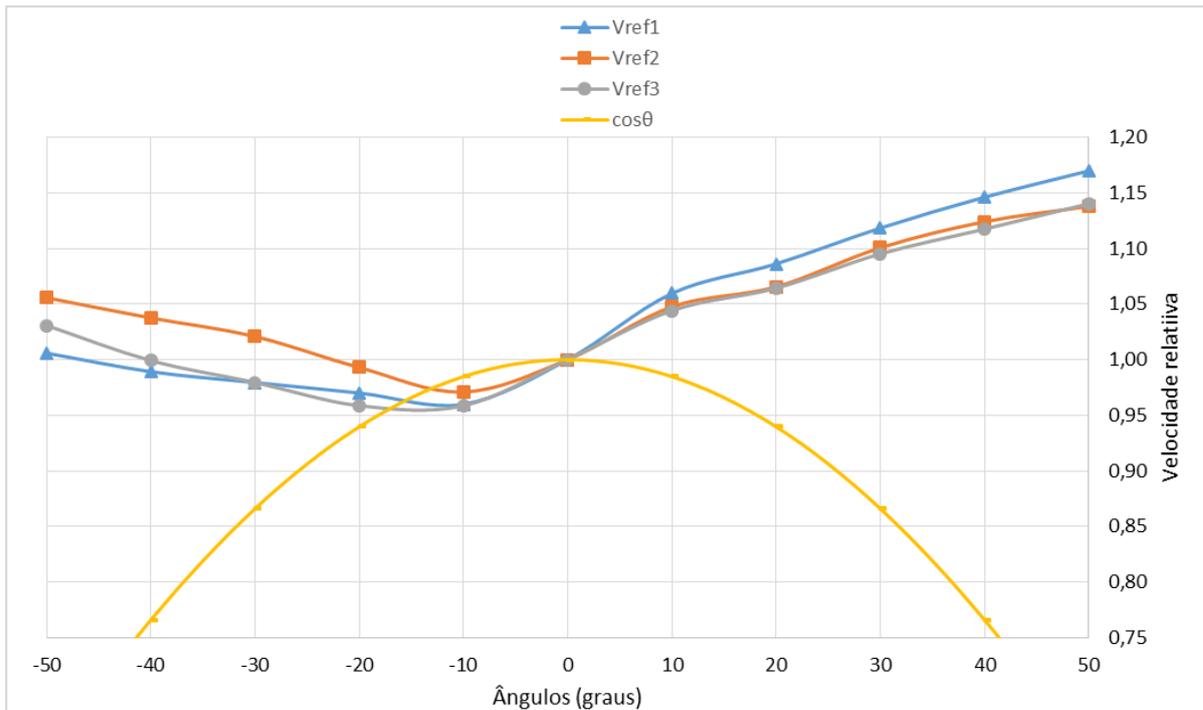


Fonte: Alé *et al.* (2010)

A Figura 25 está relacionando a diferença relativa da velocidade medida pelo anemômetro com a velocidade de referência do túnel, em percentual, em função do ângulo aplicado no anemômetro. Nota-se que, quando o anemômetro está inclinado para frente, há um aumento significativo, chegando a 17% para a V_{ref1} na posição $+50^\circ$. Já para as posições negativas, a resposta não se distancia tão demasiadamente da velocidade de referência, e, por exemplo, para a V_{ref2} na posição -50° a diferença relativa é de 5,4%, representando o máximo alcançado para ângulos menores que 0° .

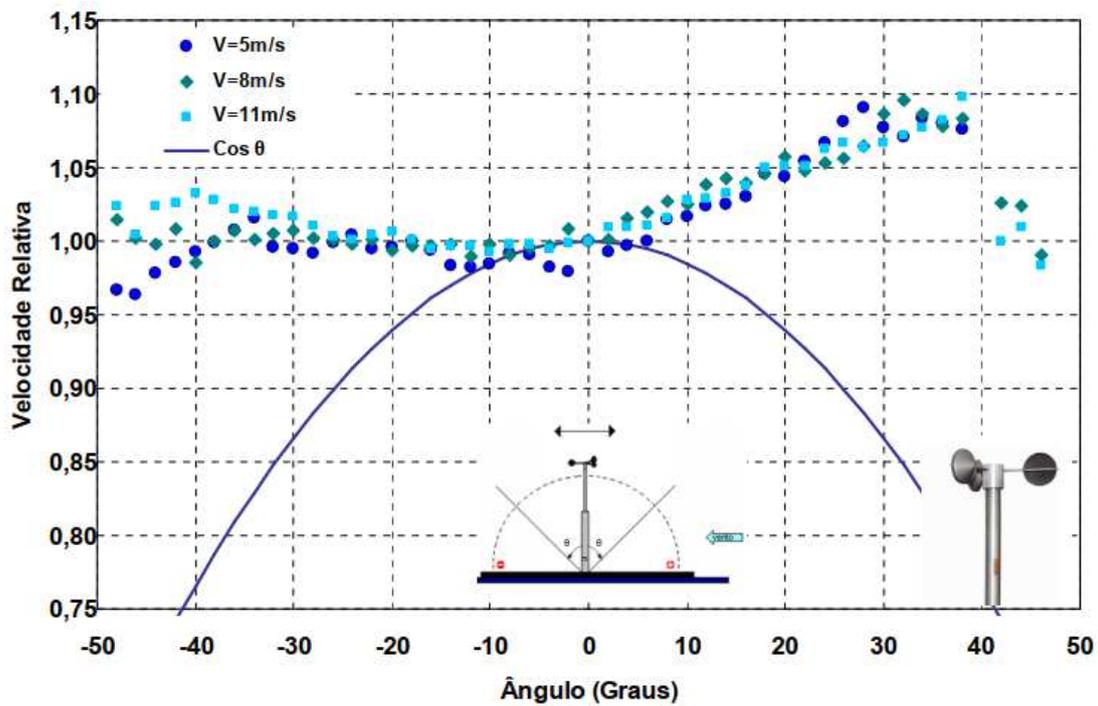
Esta tendência do gráfico também pode ser observada na Figura 26, embora apresentem mais oscilações e valores mais baixos de velocidade relativa. Deve-se enfatizar, portanto, que os testes apresentados em Alé *et al.* (2010) não utilizaram os ângulos extremos de $\pm 50^\circ$, como foi utilizado neste trabalho. Além disso, este trabalho utilizou o sensor NRG #40C, enquanto Alé *et al.* (2010), o Thies First Class, e, por se tratarem de modelos distintos, representa outro motivo viável para obter-se divergências nos resultados vistos nos gráficos, tendo em vista os designs diferentes dos sensores.

Figura 27 - Velocidade relativa em função da resposta angular – Modelo NRG #40C



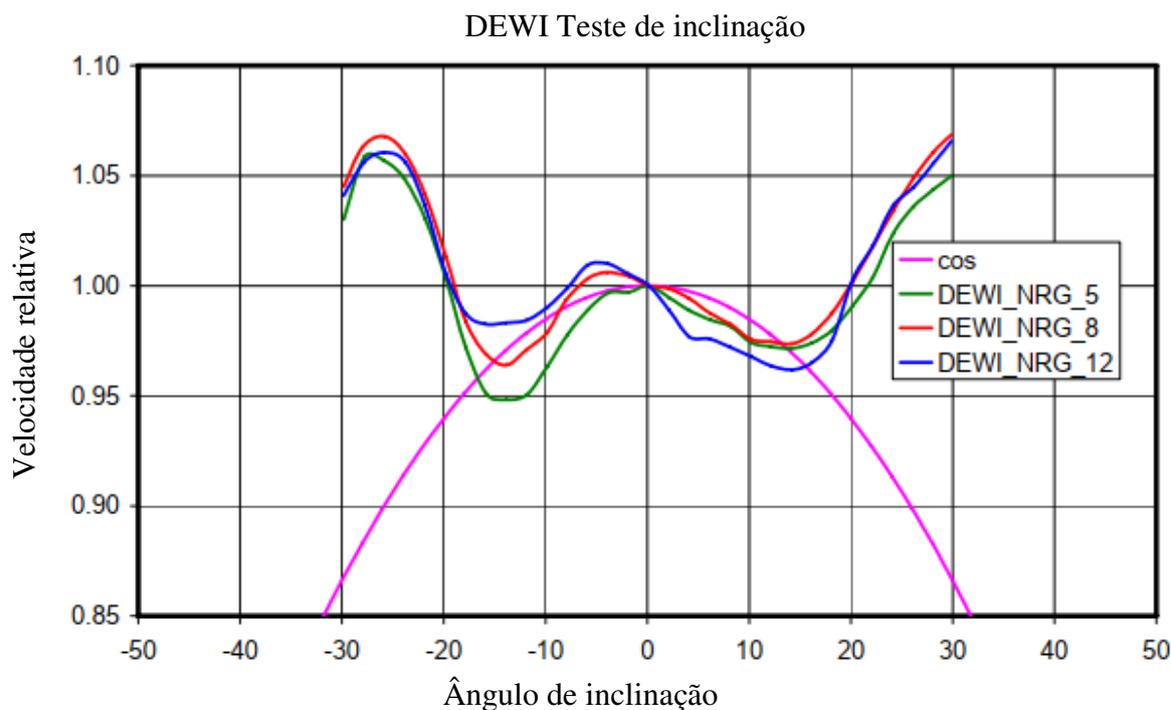
Fonte: Elaborado pela autora

Figura 28 - Velocidade relativa em função da resposta angular – Modelo Met One 10C



Fonte: Alé *et al.*(2010)

Figura 29 - Medição de teste de inclinação do DEWI - Modelo NRG #40C



Fonte: Adaptado de Pedersen *et al.* (2006)

Na Figura 27, tem-se a velocidade relativa, razão da velocidade do anemômetro e a velocidade de referência do túnel, em função da resposta angular para as três velocidades e, em amarelo, a simulação da curva teórica que representa o desvio angular da velocidade em função do cosseno do ângulo de inclinação, equivalente a um resultado teórico simplificado da resposta do anemômetro. É possível notar que os resultados obtidos neste trabalho atingem velocidades relativas maiores quando comparado aos resultados de Alé *et al.* (2010) na Figura 28.

Na Figura 29, Pedersen *et al.* (2006) limitaram-se a ângulos entre $\pm 30^\circ$, entretanto, apesar da escala gráfica diferente, os resultados deste trabalho estão coerentes com o encontrado pelos autores.

Ademais, os ângulos negativos no gráfico da Figura 27 estiveram levemente discrepantes dos encontrados nas Figuras 28 e 29, pois não tiveram um declive por volta de -40° e -30° . Possivelmente, esta disparidade foi causada pela manipulação e encaixe das bancadas no momento da coleta dos dados dentro do túnel, que pode ter sido influenciada por alguma vibração na haste do sensor.

Vale ressaltar que os modelos utilizados para as comparações dos resultados têm desenhos técnicos específicos. O NRG #40C, utilizado na prática deste trabalho e por Pedersen *et al.* (2006), tem o rotor bem próximo ao corpo, sendo o menor sensor dentre os

exemplos. Ademais, os 3 copos são cônicos, porém levemente diferentes dos demais, por possuir uma seção reta no final. Os modelos Thies First Class, utilizado por Alé *et al.* (2010), e o Climatronics WE-14, utilizado por Dahlberg *et al* (2006), têm uma haste longa no corpo do sensor, que o separa do rotor. Além disso, o modelo Met One 10C, usado no trabalho de Alé *et al.* (2010), é ainda maior quando comparado aos outros. Estas particularidades de cada modelo podem ter gerado algumas disparidades nos resultados apresentados.

5. CONCLUSÃO

Neste trabalho foi estudada a influência da aplicação de inclinações na haste (com relação à direção do vento) do anemômetro de modelo NRG #40C e foram apresentados gráficos que mostraram a resposta das medições deste sensor para três velocidades e 10 posições angulares distintas. Os dados foram obtidos em ensaios utilizando o túnel de vento do LAERO por meio da programação de aquisição de dados no Arduino.

Para o modelo de sensor em questão, observou-se que a resposta da medição para ângulos positivos é de acréscimo na velocidade para as três referências, e isto ficou bastante evidente em 5m/s (V_{ref1}), pois obteve-se um aumento relativo de 17% (Figura 25). Já para ângulos negativos, o perfil do gráfico muda, tendo em ângulos de -10° a -40° velocidades medidas menores do que a de referência, chegando a 0,96 de velocidade relativa.

Ademais, é possível perceber que a influência do ângulo não segue um padrão para as velocidades de referência. Isto é notado pois, em algumas posições, há uma maior diferença relativa para 5 m/s (V_{ref1}) e, em outras, para 8 m/s (V_{ref2}). A velocidade de 11 m/s (V_{ref3}) manteve-se sempre entre valores intermediários nos gráficos, ressaltando que para ângulos positivos seguiu bastante o perfil de V_{ref2} e para ângulos menores que 0° , se pareceu com o perfil de V_{ref1} .

É importante destacar que as comparações feitas no capítulo de Resultados e Discussão, em sua maioria, foram com gráficos de trabalhos que utilizaram modelos de sensores diferentes. De fato, é possível confirmar que, para cada tipo de modelo, há uma resposta angular diferente. Isso se dá, possivelmente, pelo fato de que, apesar de serem modelos de anemômetro de copos, o layout singular dos modelos, tanto do rotor como do corpo, com copos cônicos levemente diferentes, interfere na forma de receber o vento inclinado, mesmo que, ao receber o vento perfeitamente horizontal, essa divergência não seja notada em decorrência da calibração.

Dessa forma, na condução de campanhas de medições anemométricas, é visível a importância de garantir que o parâmetro de verticalidade seja devidamente verificado no momento da instalação e da manutenção de torres anemométricas. A haste de sustentação do anemômetro inclinada pode causar, no caso do modelo NRG #40C, erros na medição da velocidade em até 17%. Ao calcular a potência estimada de geração de um ou mais aerogeradores de um parque eólico, este erro é elevado ao cubo, o que pode levar a um superdimensionamento ou a um subdimensionamento das turbinas. Se este problema for percebido a tempo, é necessário fazer a invalidação de todos os dados errôneos e obtê-los

novamente. Em outros casos, quando isto é percebido com o parque já em operação, acarreta sérios prejuízos aos investidores, bem como sanções aplicadas pela EPE.

Para trabalhos futuros, recomenda-se:

- Utilizar um servo motor para aplicação dos ângulos na haste de sustentação do anemômetro de forma automática e, assim, obter os dados ao longo do tempo;
- Utilizar outros modelos de anemômetros e compará-los com os gráficos obtidos neste trabalho;

Entendendo o potencial de geração de energia advinda dos ventos e as necessidades do mercado de energia eólica no desenvolvimento e na descoberta de parâmetros que possam influenciar essa geração, estudos desta natureza se fazem importantes para garantir confiabilidade nos empreendimentos, de forma a atrair investimentos para o setor e ampliar a atuação da energia eólica na matriz energética brasileira.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Energia Eólica**. Sem data. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/06-energia_eolica\(3\).pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/06-energia_eolica(3).pdf)>. Acesso em: 17 ago. 2018.

ACCPR – Engenharia de medição. **O que é calibração e sua importância no processo e na qualidade**. 2015. Disponível em: <<http://www.accpr.com.br/o-que-e-calibracao-e-sua-importancia-no-processo-e-na-qualidade/>>. Acesso em: 20 out. 2018.

AMMONIT (Germany). **Wind Measurement for accurate energy predictions**. Berlin, 2000. 36 p

ALÉ, José Antonio Villar; SIMIONI, Gabriel Cirilo da Silva; HACK, Pedro da Silva. **Importância da calibração de anemômetros nos empreendimentos eólicos**. 1º Congresso Internacional de Metrologia Mecânica – I CIMMEC, 2008. Rio de Janeiro, *Anais...*, Rio de Janeiro, 2008.

ALÉ, José Antonio Villar; SIMIONI, Gabriel Cirilo da Silva; OLIVEIRA, Cássia Pederiva de; SOUZA, Fabrício Petry de Abreu de. **Resposta angular de anemômetros de copo em túnel de vento**. VI Congresso Nacional de Engenharia Mecânica – CONEM, 2010. Campina Grande, *Anais...*, Campina Grande, 2010.

ARDUINO. **Arduino Education**. 2018. Disponível em: <<https://www.arduino.cc/en/Main/Education>>. Acesso em: 20 ago. 2018.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA (ABEEólica). **Energia Eólica – Os bons ventos do Brasil**. InfoVento nº 7. 2018. Disponível em: <http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2018/11/InfoventoPT_Online_8.pdf>. Acesso em: 28 nov. 2018.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO (CRESESB). **Energia Eólica – Princípios e Tecnologias**. 2008. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/download/tutorial/tutorial_eolica_2008_e-book.pdf>. Acesso em: 04 nov. 2018.

CUSTÓDIO, Ronaldo dos Santos. **Energia eólica para produção de energia elétrica**. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 2009. 280 p.

DAHLBERG, J-A.; PEDERSEN, F.; BUSCHE, P. **ACCUWIND - Methods for classification of cup anemometers**. 2006. Denmark. Forskningscenter Risoe. Risoe-R, No. 1555(EN)

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Ministério de Minas e Energia. **Energia Elétrica**. Rio de Janeiro. 2018. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica>>. Acesso em: 16 ago. 2018.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Ministério de Minas e Energia. **Leilões de energia: Instruções para as medições anemométricas e climatológicas em parques eólicos**. Rio de Janeiro. 2013. Disponível em:

<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/editais_geracao/documentos/Adendo_6_DEA%2016-13%20Medi%C3%A7%C3%B5es%20Anemom%C3%A9tricas%20LEN%20A-5_2013.pdf>. Acesso em: 20 out. 2018.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Ministério de Minas e Energia. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024**. 2015. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-45/topico-79/Relat%C3%B3rio%20Final%20do%20PDE%202024.pdf>>. Acesso em: 16 ago. 2018.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Ministério de Minas e Energia. **Expansão da geração – Empreendimentos eólicos**. 2017. Disponível em: <http://epe.gov.br/sites-pt/leiloes-de-energia/Documents/Instrucoes/EPE-DEE-017_2009_R14_2017_EOL.pdf>. Acesso em: 19 ago. 2018.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Ministério de Minas e Energia. **Instalações de torres anemométricas – Boas práticas**. 2015. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-236/Guia%20Boas%20Pr%C3%A1ticas%20Esta%C3%A7%C3%B5es%20Anemom%C3%A9tricas.pdf>>. Acesso em: 24 ago. 2018.

FIRSTRATE. **The history of anemometer (Wind Speed Sensor)**. 2016. Disponível em: <http://www.firstsensor.com.cn/news_detail/newsId=39.html>. Acesso em: 30 ago. 2018.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). **IEC 61400-12-1: Wind turbines – Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines**. Genebra: IHS, 2005.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Renewables information: overview**. 2018. Disponível em: <<https://webstore.iea.org/renewables-information-2018>>. Acesso em: 16 ago. 2018.

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

MEASURING NETWORK OF WIND ENERGY INSTITUTES (MEASNET). **Evaluation of site-specific wind conditions**. v. 2 ed. Madri: Measnet, 2016.

MEASURING NETWORK OF WIND ENERGY INSTITUTES (MEASNET). **Anemometer calibration procedure**. v. 2 ed Madri: Measnet, 2009

PEDERSEN, F.; DAHLBERG, J-A.; BUSCHE, P. **ACCUWIND - Classification of five cup anemometers according to IEC 61400-12-1**. 2006. Denmark. Forskningscenter Risoe. Risoe-R, No. 1556(EN)

SANTOS, Darlan Emanuel Silva dos. Centro de Tecnologias do Gás & Energias Renováveis (CTGAS-ER). **Anemometria: boas práticas para instalação de torres de medição de potencial eólico e validação de dados de vento**. Natal: CTGAS-ER, 2014. 55 p.

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. Wind and Water Power Program. **Historic Wind Development in New England: The Age of PURPA Spawns the "Wind Farm"**. 2008.

Disponível em: <

https://web.archive.org/web/20100527173013/http://www.windpoweringamerica.gov/ne_history_windfarms.asp>. Acesso em: 17 ago. 2018.

WEATHER STATIONARY. **What measures wind speed?** 2017. Disponível em:

<<https://weatherstationary.com/what-measures-wind-speed/>>. Acesso em: 12 out. 2018.

APÊNDICE A – RELATÓRIO DE CALIBRAÇÃO DO ANEMÔMETRO



ANEMOMETER CALIBRATION REPORT

Test Date: 29 June 2011

Revision No: 0

630 Peña Drive, Suite 800
Davis, CA 95618-7726
Office: (530) 757-2264
<http://www.otechwind.com>

Customer Information

NRG Systems, Inc.
110 Riggs Road
Hinesburg, VT 05461
USA

Instrument Under Test (IUT)

Model No: NRG #40 Sine
Serial No: 179500176922
Output: Sine Wave
IUT Power: 0 VDC
Heater Power: 0 VDC
Mount Diameter: 12.7 mm
Test Procedure: OTECH-CP-001

Wind Tunnel Test Facility

Otech Tunnel ID: WT2B
Type: Eiffel (open circuit, suction)
Test Section Size: 0.61 m x 0.61 m x 1.22 m
Manufacturer: Engineering Laboratory Design, Inc.

Data Acquisition

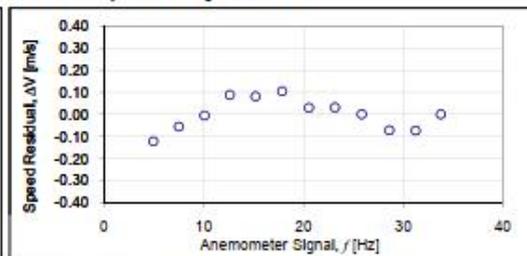
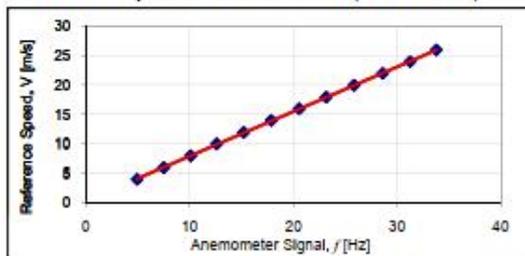
Hardware: National Instruments CDAQ-9172 USB 2.0 chassis
with NI 9205 32-chan 16-bit AI module
Software: National Instruments LabVIEW 2010
Signal Reduction Method for IUT: FFT Analysis

Measuring Equipment

Reference Speed: Four United Sensor Type PA Pitot-static tubes sensed by an MKS Baratron Type 220D Differential Pressure Transducer (NIST traceable)
Amb. Pressure: Setra Model 270 Barometer (NIST traceable)
Amb. Temperature: OMEGA HX94 SS Probe (NIST traceable)
Relative Humidity: OMEGA HX94 SS Probe (NIST traceable)

Test Conditions

Reference Speed Position Correction = 1
Reference Speed Blockage Correction = 1
Mean Ambient Pressure = 101,107 Pa
Mean Ambient Temperature = 24.2 deg C
Mean Relative Humidity = 42.8% RH
Mean Density = 1.1792 kg/cubic meter

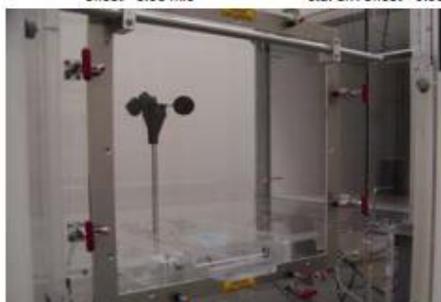


Transfer Function Test Results:

$$V \text{ [m/s]} = 0.757 f \text{ [Hz]} + 0.36$$

Regression Parameters

$r = 0.99995$ std. err. estimate = 0.0748 m/s
slope = 0.757 m/s per Hz std. err. slope = 0.00237 m/s per Hz
offset = 0.36 m/s std. err. offset = 0.05055 m/s



Note: Generic photo of test set-up

Approved by: Adam Havner,
Lab Manager

Reference Speed [m/s]	Anemometer Output [Hz]	Residual [m/s]	Ref. Speed Uncertainty
3.958	4.912	-0.123	0.532%
7.976	10.065	-0.006	0.488%
11.932	15.175	0.081	0.481%
15.932	20.525	0.029	0.473%
19.918	25.826	0.000	0.479%
23.930	31.224	-0.074	0.475%
25.923	33.758	0.000	0.469%
21.938	28.591	-0.073	0.477%
17.913	23.140	0.030	0.472%
13.967	17.831	0.104	0.473%
9.978	12.584	0.088	0.477%
5.963	7.473	-0.056	0.484%

This document reports that the above IUT was tested at Otech Engineering, Inc., a wind tunnel laboratory accredited in accordance with the recognised International Standard ISO/IEC 17025:2005 (Certificate number CL-126). This accreditation demonstrates technical competence for a defined scope and the operation of a laboratory quality management system (refer joint ISO-ILAC-IAF Communiqué dated January 2009). Uncertainties estimated at 95 % confidence level. This report shall not be reproduced except in full, without written approval from Otech Engineering, Inc.



References available upon request.

Page 1 of 1

179500176922_2011-06-29.pdf

APÊNDICE B – PROGRAMAÇÃO DE AQUISIÇÃO DE DADOS (ARDUINO)

```
float freq = 0, freq2=0;
float t1,t2,t3,t4;

void setup() {
  Serial.begin(9600);
  pinMode(5, INPUT);
}

void loop() {

  t1 = pulseIn(5, HIGH);
  //t2 = pulseIn(5, LOW);
  t2= 2*t1;
  |
  freq = (1000000/t2);
  if(freq<25){
    Serial.println(0.757*freq+0.36);
  }

}
```