



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

LETÍCIA XAVIER VIANA

INFLUÊNCIA DA TROCA DE ANEMÔMETRO NA MEDIÇÃO DA VELOCIDADE DO VENTO E NA ESTIMATIVA DA PRODUÇÃO DE ENERGIA EM AEROGERADORES: UM ESTUDO DE REGRESSÃO LINEAR

FORTALEZA

2023

LETÍCIA XAVIER VIANA

INFLUÊNCIA DA TROCA DE ANEMÔMETRO NA MEDIÇÃO DA VELOCIDADE DO VENTO E NA ESTIMATIVA DA PRODUÇÃO DE ENERGIA EM AEROGERADORES: UM ESTUDO DE REGRESSÃO LINEAR

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia de energias renováveis do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do grau de bacharel em Engenharia de energias renováveis.

Orientador: Prof. Dr. Francisco Ilson da Silva Junior.

FORTALEZA

2023

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

V667i Viana, Letícia Xavier.

Influência da troca de anemômetro na medição da velocidade do vento e na estimativa de produção de energia em aerogeradores : um estudo de regressão / Letícia Xavier Viana. – 2023.
49 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia de Energias Renováveis, Fortaleza, 2023.

Orientação: Prof. Dr. Francisco Ilson da Silva Junior.

1. Aerogeradores. 2. Energia eólica. 3. Anemômetro. 4. Curva de potência. 5. Sistema de medição de vento. I. Título.

CDD 621.042

LETÍCIA XAVIER VIANA

INFLUÊNCIA DA TROCA DE ANEMÔMETRO NA MEDIÇÃO DA VELOCIDADE DO VENTO E NA ESTIMATIVA DA PRODUÇÃO DE ENERGIA EM AEROGERADORES: UM ESTUDO DE REGRESSÃO LINEAR

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia de energias renováveis do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do grau de bacharel em Engenharia de energias renováveis.

Aprovada em: 13/12/2023.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Francisco Ilson da Silva Junior (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Ana Fabiola Leite Almeida
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Luiz Soares Júnior
Universidade Federal do Ceará (UFC)

À minha família, por sua capacidade de acreditar,
investir em mim e nunca me deixar desistir.

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, a Deus por ter me mantido na trilha certa durante este projeto de pesquisa na área da saúde, dando-me forças para chegar até o final.

Aos meus pais, Roberto e Regina, que estiveram sempre ao meu lado, oferecendo apoio ao longo de toda a minha trajetória.

Aos meus avós, Raimunda e Viana, que me incentivaram e acreditaram em mim em todos os momentos desta jornada. Aos meus irmãos, Jorge Ravi e Roberta, que me ensinam todos os dias a ser uma pessoa paciente e a nunca deixar minha criança interior adormecer.

Ao meu namorado, Anderson, por todo o amor, companherismo, dedicação, apoio, compreensão, paciência e auxílio demonstrados. Ao seu lado sei que esse passo é apenas o começo de muitos que virão.

Aos meus cachorros, Bob, Bibi e Lucke, que sempre me mostraram que o carinho é a forma mais pura de amor e que estiveram ao meu lado nos períodos mais difíceis da pandemia.

Agradeço às minhas amigas do colégio e que continuam ao meu lado na vida adulta, Eduarda e Micaele, compartilhando momentos felizes e não tão felizes, sempre presentes mesmo quando a distância nos separava. Agradeço à minha prima Maria Clara por todo o apoio e incentivo.

Também agradeço aos meus amigos da graduação Beatriz, Arthur, Gabriel, Caroline, Vilmar, Emily, Cirlane, Brenda, Wesley e Mariana, por todo o apoio. Com vocês, os momentos difíceis se tornaram mais fáceis.

A todos os meus professores do curso de Engenharia de Energias Renováveis da Universidade, pela excelência técnica e ao professor Welliandre Carneiro do departamento de estatística por todo o apoio. Em especial, ao professor Ilson, por quem tenho enorme admiração e que foi um grande mentor em várias disciplinas da minha graduação e aceitou orientar este trabalho de pesquisa.

Aos meus colegas de trabalho Samara, Patrícia, Catarina, João Victor e Guilherme, que contribuíram para o meu amadurecimento profissional. À Nathiane Andrade, por ser uma líder excepcional, proporcionando minha evolução diária. Aos meus antigos líderes, Mauro Almeida e Tiago Maia, por me acolherem e acreditarem no meu potencial.

Por fim, mas não menos importante, à empresa que compartilhou os dados essenciais para a realização bem-sucedida deste projeto. Sem essa colaboração, teria sido inviável conduzir os estudos de caso.

"Essas palavras que aqui escrevo me protegem
da completa loucura" (Charles Bukowski)

RESUMO

Este estudo investigou o efeito de anemômetros com leituras superestimadas na análise da curva de potência de turbinas eólicas. Foi realizado um comparativo entre os dados coletados antes e depois da substituição de um anemômetro defeituoso, que registrava velocidades do vento acima do real, visando compreender o impacto dessa substituição na estimativa do Potencial Energético Anual (AEP) das turbinas. A pesquisa incluiu a análise de dois conjuntos de dados: um antes e outro após a substituição do anemômetro. Foi aplicada uma análise de regressão para examinar a relação entre a velocidade do vento e a potência gerada pelas turbinas. Após a substituição do anemômetro defeituoso, houve uma mudança significativa na curva de potência das turbinas. Os dados indicaram que o anemômetro anterior, com leituras superestimadas, impactava negativamente na precisão da curva de potência, resultando em uma subestimação do desempenho real das turbinas. Este estudo ressalta a importância crucial da precisão nas medições de velocidade do vento, especialmente quando anemômetros defeituosos podem gerar leituras excessivamente altas. A substituição do anemômetro defeituoso revelou um impacto substancial na curva de potência, enfatizando a necessidade de equipamentos de medição confiáveis para garantir estimativas precisas do AEP das turbinas eólicas.

Palavras-chave: Aerogeradores. Eólica. Anemômetro. Curva de potência. Sistema de medição de vento.

ABSTRACT

This study investigated the effect of anemometers with overestimated readings on the analysis of wind turbine power curves. A comparison was made between data collected before and after the replacement of a faulty anemometer that recorded wind speeds above the actual values, aiming to understand the impact of this replacement on the estimation of Annual Energy Production (AEP) of the turbines. The research involved the analysis of two datasets: one before and one after the anemometer replacement. Regression analysis was applied to examine the relationship between wind speed and power generated by the turbines. Following the replacement of the faulty anemometer, there was a significant change in the power curve of the turbines. The data indicated that the previous anemometer, with overestimated readings, negatively impacted the accuracy of the power curve, resulting in an underestimation of the actual performance of the turbines. This study highlights the crucial importance of accuracy in wind speed measurements, especially when faulty anemometers can generate excessively high readings. The replacement of the faulty anemometer revealed a substantial impact on the power curve, emphasizing the need for reliable measuring equipment to ensure accurate estimations of the AEP of wind turbines.

Keywords: Wind Turbines; Wind Energy; Anemometer; Power Curve; Wind Measurement System.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Evolução da capacidade instalada de energia eólica no Brasil, em MW. . . .	15
Figura 2 – Benefícios da energia eólica para o mundo todo	16
Figura 3 – Capacidade instalada e número de parques por estado.	16
Figura 4 – Turbina de Eixo Horizontal	19
Figura 5 – Turbina de Eixo Vertical	20
Figura 6 – Rotor de uma turbina eólica	21
Figura 7 – Esquematização do sistema de controle de Pitch	22
Figura 8 – Anemômetro de copo	23
Figura 9 – Anemômetro de hélice e cata-vento	24
Figura 10 – Anemômetro sônico	25
Figura 11 – Curva de potência Real	26
Figura 12 – Curva típica de potência de uma turbina eólica regulada por pitch	27
Figura 13 – Gráfico de dispersão da velocidade do vento estimado e o de referência . . .	30
Figura 14 – Curva de potência teórica e real da WTG A antes da troca do anemômetro .	36
Figura 15 – Curva de potência teórica e real da WTG B antes da troca do anemômetro da WTG A	37
Figura 16 – Curva de potência teórica e real da WTG C antes da troca do anemômetro da WTG A	37
Figura 17 – Curva de potência teórica e real da WTG A depois da troca do seu anemômetro	38
Figura 18 – Curva de potência teórica e real da WTG B depois da troca do anemômetro da WTG A	39
Figura 19 – Curva de potência teórica e real da WTG C depois da troca do anemômetro da WTG A	39
Figura 20 – Modelo linear do vento entre a WTG A e a WTG B	40
Figura 21 – Modelo linear do vento entre a WTG C e a WTG B	41
Figura 22 – Curva de potência teórica e real da WTG D antes da troca do anemômetro .	42
Figura 23 – Curva de potência teórica e real da WTG E antes da troca do anemômetro da WTG D	42
Figura 24 – Curva de potência teórica e real da WTG F antes da troca do anemômetro da WTG D	43
Figura 25 – Curva de potência teórica e real da WTG D depois da troca do anemômetro	43

Figura 26 – Curva de potência teórica e real da WTG E depois da troca do anemômetro da WTG D	44
Figura 27 – Curva de potência teórica e real da WTG F antes da troca do anemômetro da WTG D	45
Figura 28 – Modelo linear do vento entre a WTG D e a WTG E	45
Figura 29 – Modelo linear do vento entre a WTG E e a WTG F	46

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Informações técnicas da WTG A	33
Tabela 2 – Informações técnicas da WTG B	34
Tabela 3 – Informações técnicas da WTG C	34
Tabela 4 – Informações técnicas da WTG D	35
Tabela 5 – Informações técnicas da WTG E	35
Tabela 6 – Informações técnicas da WTG F	35
Tabela 7 – Coeficientes da reta de regressão linear WTG A e WTG B	40
Tabela 8 – Coeficientes da reta de regressão linear WTG C e WTG B	41
Tabela 9 – Coeficientes da reta de regressão linear WTG D e WTG E	46
Tabela 10 – Coeficientes da reta de regressão linear WTG E e WTG F	46
Tabela 11 – Expectativa de produção de energia AEP estudo de Caso 1	47
Tabela 12 – Expectativa de produção de energia AEP estudo de Caso 2	47

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AEP	Produção de energia Anual
BIN	Intervalo de velocidade do vento
SCADA	<i>Supervisory Control And Data Acquisition</i>
TEEH	Turbina Eólica de Eixo Horizontal
TEEV	Turbina Eólica de Eixo Vertical
WTG	Gerador de turbina eólica

LISTA DE SÍMBOLOS

a	coeficiente linear da reta
b	coeficiente angular da reta
Nh	Número de horas no ano
V_i	velocidade média do vento no bin i
P_i	Pi é a Potência média no bin i

SUMÁRIO

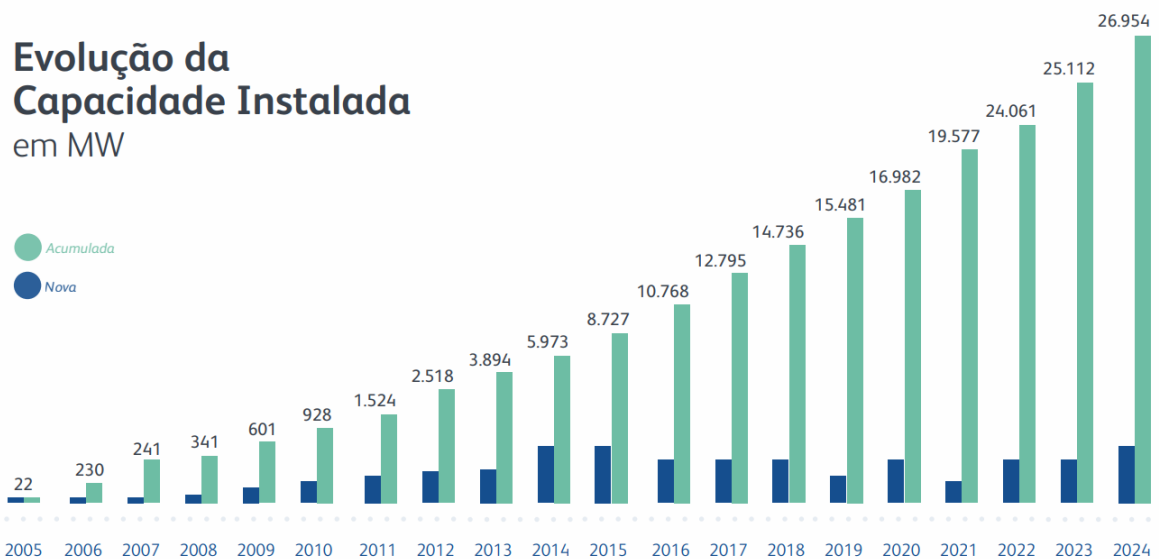
1	INTRODUÇÃO	15
2	OBJETIVOS	18
2.1	Objetivo Geral	18
2.2	Objetivos Específicos	18
3	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	19
3.1	Tipos de Turbinas eólicas	19
3.2	Principais componentes de um aerogerador de Eixo Horizontal	20
3.2.1	<i>Rotor</i>	20
3.2.2	<i>Sistema de Pitch</i>	21
3.3	Principais instrumentos de medição de velocidade do vento utilizados na energia eólica	22
3.3.1	<i>Anemômetros de Copo</i>	22
3.3.2	<i>Anemômetros de hélice ou cata vento</i>	24
3.3.3	<i>Anemômetros sônico</i>	24
3.4	Desempenho de potência da turbina	25
3.4.1	<i>Curva de potência de um aerogerador.</i>	25
3.4.2	<i>Padrão para a medição de desempenho.</i>	27
3.5	Correlação entre sistemas de medição de vento.	28
3.5.1	<i>Regressão Linear simples</i>	28
3.5.2	<i>Coefficiente de determinação</i>	28
3.5.3	<i>Estimativa do vento por regressão linear</i>	29
4	METODOLOGIA	31
4.1	Obtenção da reta de regressão linear estimada	31
4.2	Cálculo da produção anual de energia	32
4.3	Apresentação dos aerogeradores	33
4.3.1	<i>Aerogerador A</i>	33
4.3.2	<i>Aerogerador B</i>	34
4.3.3	<i>Aerogerador C</i>	34
4.3.4	<i>Aerogerador D</i>	34
4.3.5	<i>Aerogerador E</i>	35

4.3.6	<i>Aerogerador F</i>	35
5	RESULTADOS E DISCUSSÃO	36
5.1	Estudo de caso WTG A	36
5.1.1	<i>Curvas de potência antes da substituição de anemômetro</i>	36
5.1.2	<i>Curvas de potência após substituição de anemômetro</i>	38
5.1.3	<i>Avaliação da mudança na medição do vento</i>	40
5.2	Estudo de caso WTG D	41
5.2.1	<i>Curvas de potência antes da substituição de anemômetro</i>	41
5.2.2	<i>Curvas de potência após substituição de anemômetro</i>	42
5.2.3	<i>Avaliação da mudança na medição do vento</i>	44
5.3	Consolidação dos resultados	46
6	CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS	48
	REFERÊNCIAS	49

1 INTRODUÇÃO

No contexto atual da matriz energética brasileira, a energia eólica vem apresentando evolução constante na capacidade de energia instalada, com previsão de 25.112 MW em 2023 e 26.954 MW em 2024 (Figura 1). Essa perspectiva é decorrente do relevante destaque como uma energia proveniente de fonte de energia renovável, o vento.

Figura 1 – Evolução da capacidade instalada de energia eólica no Brasil, em MW.



Fonte: ABEEOLICA (2020).

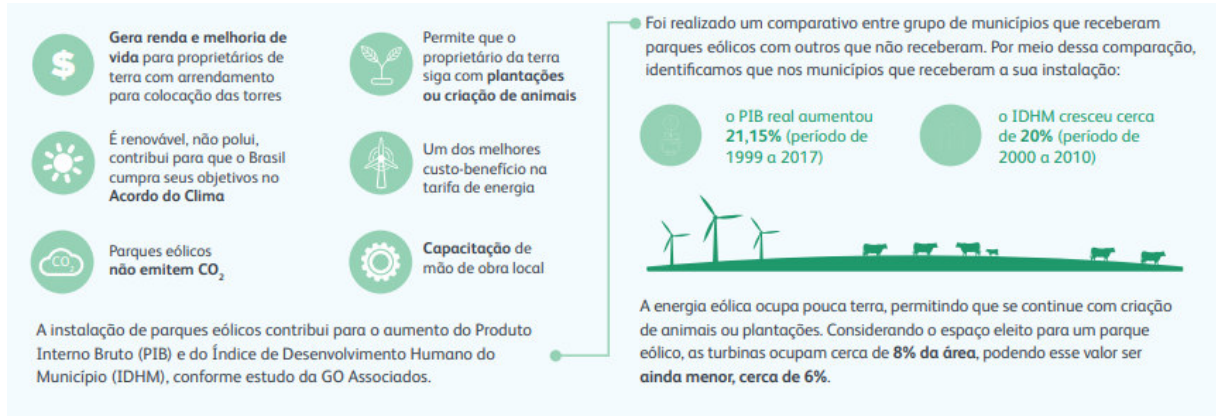
Atrelado ao benefício da utilização de energia eólica por ser de fonte de energia renovável, alguns outros benefícios são exemplificados na (Figura 2) como, a geração de renda e melhoria de vida, a não emissão de CO₂, a permissão aos proprietários de terras o compartilhamento da propriedade com plantações e criações de animais, além da possibilidade de contratação de mão de obra local.

No Brasil, os estados com maior capacidade instalada de potência e usinas eólicas estão no Nordeste (Figura 3), com destaque para o Rio Grande do Norte com 4.777,1 MW de potência instalada e 170 parques, e para o estado da Bahia com 4.506,4 MW de potência instalada distribuídos em 176 parques.

Os estados do Nordeste apresentam esse destaque em virtude da generosa oferta de vento durante todo o ano. Entretanto, boa parte desses parques está localizada na região litorânea, áreas com alta salinidade, o que pode acarretar em alguns impedimentos na boa gestão e durabilidade dos parques eólicos.

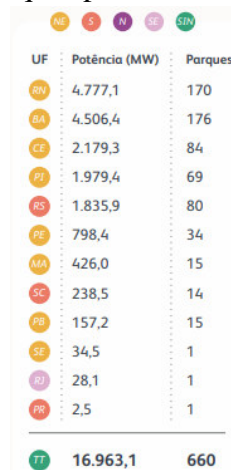
Um dos principais impedimentos é o desgaste precoce dos sistemas de medição de

Figura 2 – Benefícios da energia eólica para o mundo todo



Fonte: ABEEOLICA (2020).

Figura 3 – Capacidade instalada e número de parques por estado.



Fonte: ABEEOLICA (2020).

vento, os anemômetros. Uma vez que os valores de velocidade do vento são um dos principais indicativos para a boa operação de aerogeradores, a sua medição errônea pode impactar negativamente a geração de uma turbina eólica ou até mesmo de todo um parque. Em decorrência desse impasse, os instrumentos de medição devem apresentar medições fidedignas com a condição real, demonstrando alta acurácia.

Todavia, em virtude dos percalços ambientais e/ou do fim da vida útil, vê-se a constante necessidade de intervenções e substituições nos equipamentos de medição do vento, seja por sistemas mais tecnológicos e robustos ou pequenas correções nos instrumentos já instalados.

Destarte, em decorrência de tais intervenções e falhas nos instrumentos de medição, o presente trabalho pretende avaliar os impactos no quesito de geração de aerogeradores em de-

corrência de anemômetros defeituosos e que tiveram intervenção, avaliando métricas de geração quando a máquina possuía o instrumento defeituoso e quando a máquina teve o instrumento substituído.

2 OBJETIVOS

2.1 Objetivo Geral

Analisar e comparar os impactos da aderência à curva de potência contratual, conforme especificada pelo fabricante do aerogerador, através do desenvolvimento de um método de acompanhamento da correlação entre dois anemômetros instalados em posições diferentes, sendo um deles com falha na medição.

2.2 Objetivos Específicos

- Realizar uma análise comparativa entre as turbinas eólicas de eixo horizontal e vertical, com foco no sistema de controle e identificação e detalhamento dos principais componentes do sistema medição de vento associados especificamente à turbina de eixo horizontal.
- Analisar a relação entre a curva de potência de um aerogerador, que descreve a produção de energia em relação à velocidade do vento, e os padrões estabelecidos pela norma IEC 61400-12-2 para a medição de desempenho das turbinas eólicas.
- Avaliar um método de avaliação da correlação entre as medições dos anemômetros instalados em diferentes posições nos aerogeradores, através de dados coletados de vento de seis aerogeradores próximos, sendo dois deles com falha no anemômetro.
- Utilizar parâmetros estatísticos para validar alterações nas medições decorrentes da falha, visando compreender o impacto dessa variação na coleta de dados de vento e na performance do aerogerador.
- Investigar as variações da curva de potência real de aerogeradores em operação em relação às curvas fornecidas pelos fabricantes.

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo, apresenta-se a fundamentação teórica adotada neste trabalho, abordando os dois principais tipos de turbinas eólicas, seus componentes, o sistema de controle e seu funcionamento. Além disso, são discutidos os anemômetros, ponto inicial deste estudo, e seus impactos. Adicionalmente, é abordada a aplicação da regressão linear nas medições de vento.

3.1 Tipos de Turbinas eólicas

Atualmente, na matriz energética mundial, destacam-se dois tipos de turbinas utilizadas no setor eólico: as Turbina Eólica de Eixo Horizontal (TEEH) e as TEEH, que desempenham um papel fundamental na conversão de energia elétrica. Essas turbinas se diferenciam em relação ao seu eixo de rotação, sendo a mais comum a TEEH representada (Figura4) (LIMA, 2021)

As TEEH são assim denominadas devido ao alinhamento de seu eixo de rotação, paralelo ao chão. Esta categoria pode ser subdividida em duas variantes: *UpWind*, quando posicionadas contra o vento, e *DownWind*, quando posicionadas a favor do vento. Geralmente, as turbinas horizontais são compostas por 2 a 3 pás conectadas ao *HUB* e apresentam alta eficiência energética. (LIMA, 2021)

Figura 4 – Turbina de Eixo Horizontal

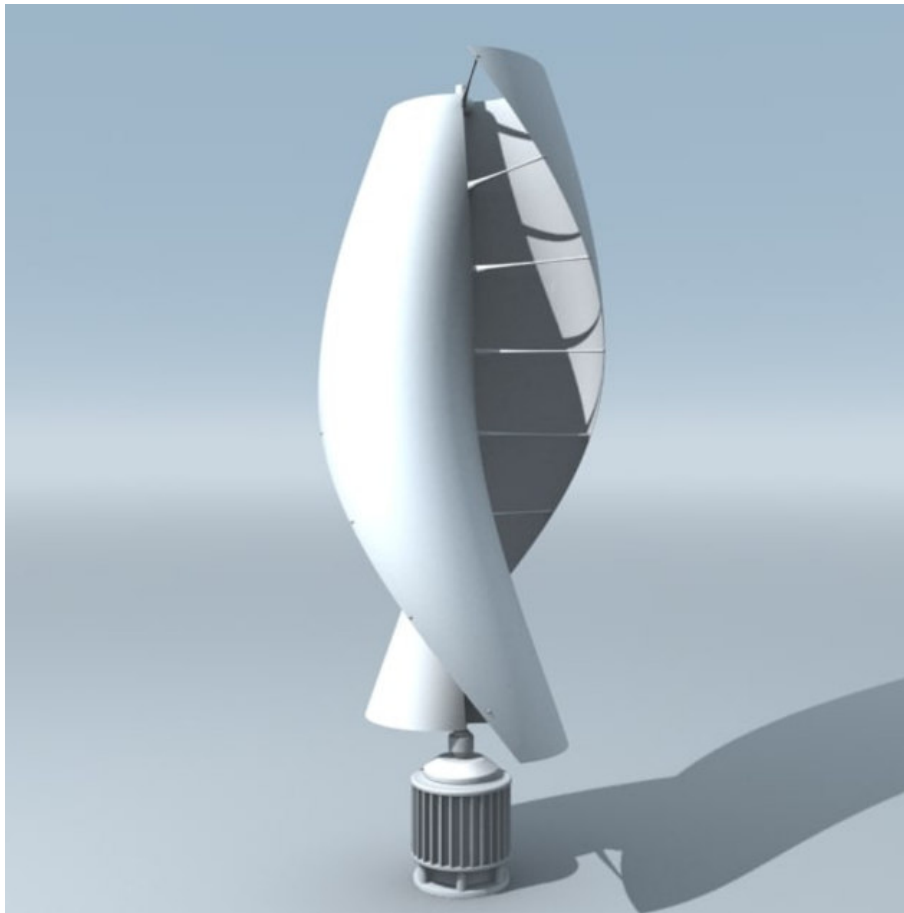


Fonte: Energes (2020).

Outrossim, a Turbina Eólica de Eixo Vertical (TEEV) conforme (Figura 5). A qual

difere da já citada acima em virtude do posicionamento do seu eixo de rotação, o qual possui fixação vertical em relação ao solo e que por sua vez, é perpendicular ao deslocamento do vento. Tais turbinas ainda apresentam pouca distribuição mundial, contudo, por seu pequeno porte estão ganhando um maior mercado principalmente o residencial.(LIMA, 2021)

Figura 5 – Turbina de Eixo Vertical



Fonte: Lima (2021).

3.2 Principais componentes de um aerogerador de Eixo Horizontal

3.2.1 Rotor

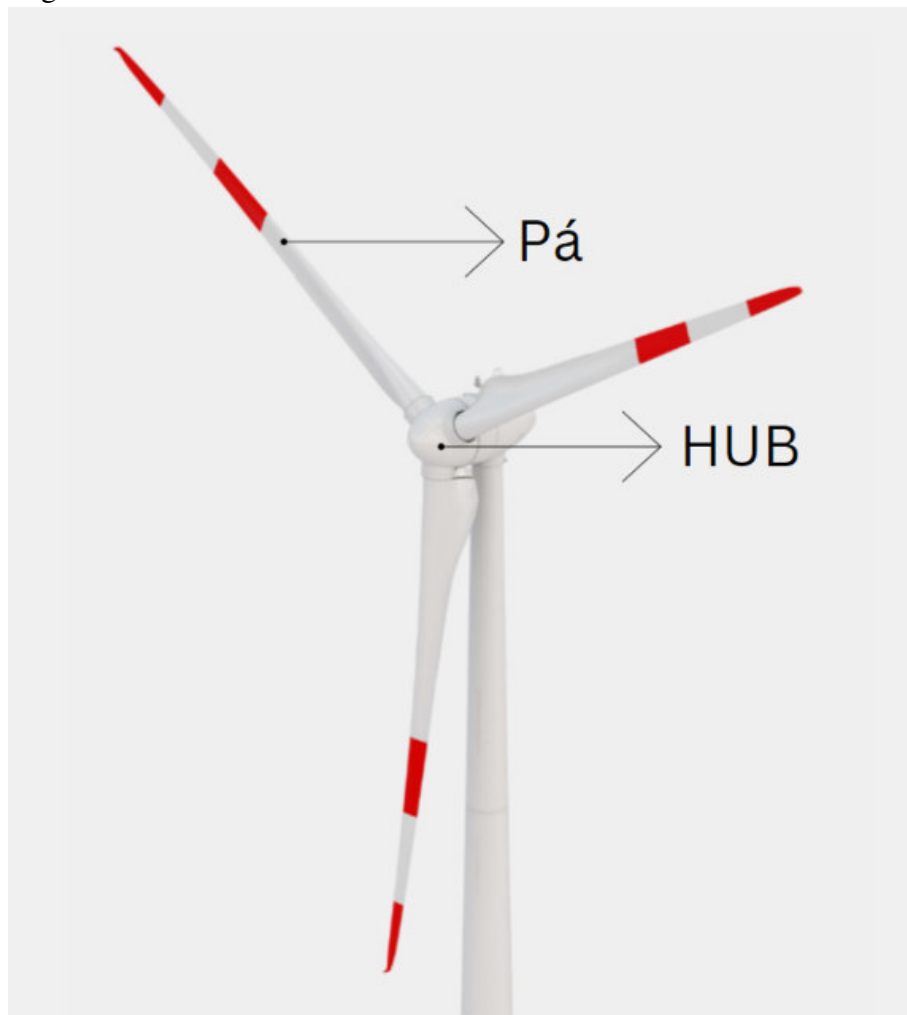
Projetado com o princípio de extrair energia significativa do vento e convertê-la em um movimento rotativo. Nele estão contidos as pás, o *hub* e o controle aerodinâmico.(MANWELL, 2009)

As pás, são os elementos primários, componentes fundamentais na conversão do vento, que incide no aerogerador, em torque para a geração de energia. Estas por sua vez devem combinar principalmente um excelente desempenho aerodinâmico com uma alta resis-

tência estrutural, sendo constituídas durante o Século 20 por fibra de vidro e resina poliéster . Para que assim, seja possível extrair o máximo de energia proveniente do vento, por cada aerogerador.(MANWELL, 2009).

O *Hub*, é a peça na qual são fixadas as pás, e este fixado no eixo principal. O qual tem como intuito transmitir e suportar as cargas das pás e suas respectivas cargas aerodinâmicas representado na (Figura 6) .(MANWELL, 2009)

Figura 6 – Rotor de uma turbina eólica



Fonte: adaptado de Enercon (2016)

3.2.2 Sistema de Pitch

Esse sistema confere à pá a funcionalidade de rotação em seu próprio eixo, permitindo assim a regulagem do ângulo de incidência do vento conforme (Figura 7). Tal regulagem ocorre de maneira gradativa de acordo com a medição de vento da máquina em questão, onde a pá gira em torno do seu acoplamento com o hub entre os ângulos de 0° a 90° , diminuindo ou

aumentando assim o ângulo de ataque em relação ao vento.(MANWELL, 2009).

Esse movimento é comandado através dos dados de velocidade recebidos pelos sensores, onde em velocidades inferiores ao cut-in, que é a velocidade mínima do vento para o início da operação da máquina, as pás permanecem na marcação de 0°. Contudo, à medida que a velocidade do vento apresenta elevação e pode desencadear no comprometimento da integridade física do aerogerador, o ângulo de ataque das pás aumenta gradualmente.(MANWELL, 2009).

Em resumo, ele permite que a energia mecânica advinda das pás seja proporcional ao limite de operação dos outros componentes, ocasionando o giro das pás em torno do seu próprio eixo à medida que a velocidade do vento aumenta ou diminui. Outra ação que esse sistema permite é a limitação da máquina, onde a pá inicia sua rotação em ângulos menores que os fornecidos pelos fabricantes e assim sofre menor esforço, permitindo uma maior duração para componentes em alto estado de danificação ou esforço.

Figura 7 – Esquemática do sistema de controle de Pitch



Fonte: adaptado de Enercon (2016)

3.3 Principais instrumentos de medição de velocidade do vento utilizados na energia eólica

3.3.1 Anemômetros de Copo

O anemômetro de copo ilustrado na (Figura 8) é provavelmente o instrumento mais comum para medir a velocidade do vento. Tal instrumento gera um sinal elétrico de acordo com

a velocidade do vento que o rotacional. Ele é constituído, em geral, por 3 copos montados no mesmo eixo vertical e que à medida que o conjunto gira em resposta ao deslocamento da massa de vento, o sinal elétrico é enviado para o registrador que é o responsável por medir a frequência do sinal e o converte na velocidade do vento.(BROWER, 2012).

Tais anemômetros são sujeitos a diversos intempéries, tais como o congelamento ou poeira, a depender da sua localização. O congelamento torna-se um impasse uma vez que o anemômetro pode apresentar o travamento dos seus copos e assim medir velocidades errôneas, já a poeira ou outros elementos corrosivos como a alta salinidade, comum no litoral nordestino, pode acarretar o desgaste dos rolamentos e assim também ocasionar medições não coerentes.(BROWER, 2012).

Figura 8 – Anemômetro de copo



Fonte: Brower (2012)

Tornando assim o anemômetro um instrumento de necessidade constante de calibração e de serviços das equipes de operação e manutenção dos parques eólicos.

3.3.2 Anemômetros de hélice ou cata vento

O anemômetro do tipo hélice ou catavento ilustrado na (Figura 9), é constituído de uma hélice e uma palheta como cauda, esse conjunto por sua vez direciona-se de maneira a ficar alinhado com a direção do vento. Tal hélice é montada em um eixo horizontal e emite um sinal elétrico com frequência proporcional à velocidade do vento.(BROWER, 2012).

Todavia, assim como o anemômetro de copo, o de hélice apresenta grande susceptibilidade à intempéries ambientais. Sendo pouco indicado para ambientes turbulentos, em virtude do possível atraso a mudanças repentinas na direção do vento. Esse impasse pode acarretar em medições de vento não fidedigna com a realidade, uma vez que este, quando não alinhado da maneira adequada com a direção do vento pode apresentar leituras inferiores às reais.(BROWER, 2012).

Figura 9 – Anemômetro de hélice e cata-vento



Fonte: Brower (2012)

3.3.3 Anemômetros sônico

Diferentemente dos dois anemômetros citados anteriormente, o anemômetro sônico ilustrado na (Figura 10), não apresenta partes rotativas. Sua operação baseia-se na detecção de variações na velocidade de ondas ultrassom que são transmitidas entre pontos fixos.(BROWER, 2012).

A ausência de inércia rotacional confere a ele uma vantagem em relação aos anemômetros de copo e de hélice, uma vez que isso resulta em uma melhor percepção das flutuações

rápidas na velocidade do vento e em sua direção. Devido a essa arquitetura, ele demonstra alta eficiência em locais onde há uma grande variação na direção e velocidade do vento, em comparação com os anemômetros tradicionais. Contudo, essa melhoria se reflete em seus preços mais elevados. (BROWER, 2012).

Figura 10 – Anemômetro sônico



Fonte: adaptado de Brower (2012)

3.4 Desempenho de potência da turbina

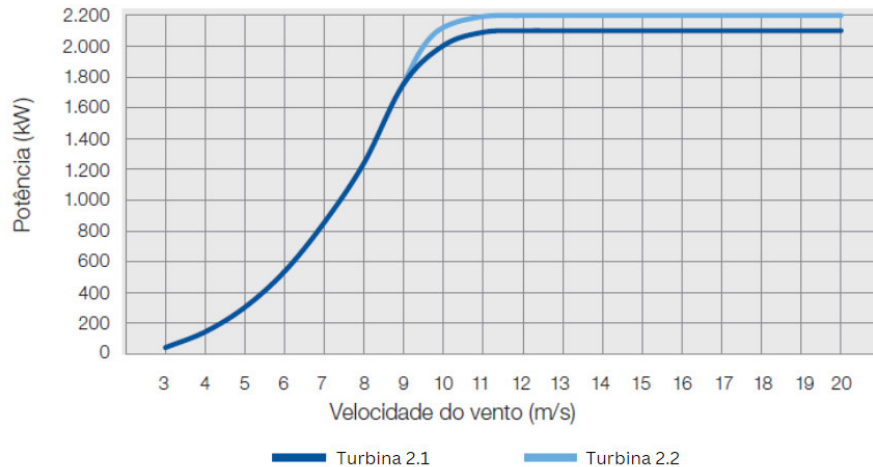
3.4.1 *Curva de potência de um aerogerador.*

A modelagem de uma curva de potência é bastante complexa e leva em consideração tanto questões da fabricação da turbina, como também os dados reais do local onde a turbina será instalada. Em decorrência de tal complexidade as curvas de potência são fornecidas pelos fabricantes das turbinas eólicas, e essas por sua vez são modeladas com base em condições ideais de operação. Em geral o fornecimento dessas curvas é feito com base na função $P = f(v)$, onde

para cada potência(kW) é dado o seu par conjugado de velocidade do vento(m/s).(SOHONI S. C. GUPTA, 2019).

A Figura 11, apresenta um exemplo de uma curva de potência real de um aerogerador.

Figura 11 – Curva de potência Real



Fonte: adaptado de WEG (2017)

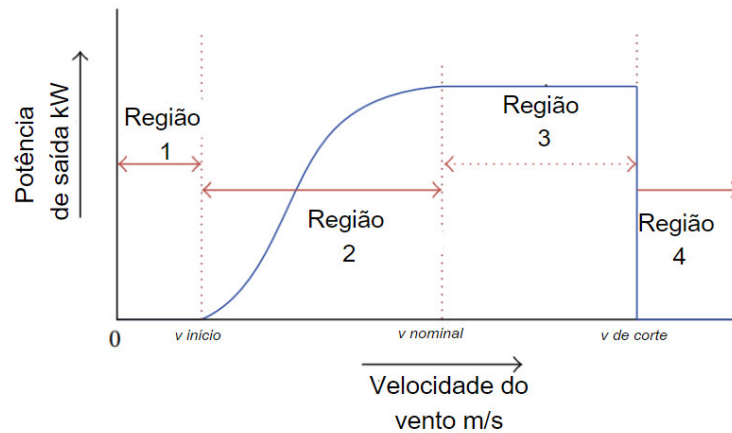
De acordo com (SOHONI S. C. GUPTA, 2019), a curva de potência é uma importante métrica utilizada para o monitoramento do desempenho das turbinas eólicas, ela representa a relação entre a potência de saída e a velocidade do vento na altura da nacela. Em virtude dessa relação vê-se a necessidade de uma medição precisa e correta das velocidades de vento, sendo este um fator muitas vezes incerto e um grande desafio para o sistema de controle e medição do desempenho real dos aerogeradores.

Uma curva típica de potência de um aerogerador segue o modelo ilustrado na (Figura 12), onde a região 1 é caracterizada pela região onde ainda não existe geração, isto é para velocidades de vento abaixo do limite mínimo para operação, a velocidade de início (Cut in). A segunda região é caracterizada pelo setor onde tem-se a maior frequência de geração, ela está compreendida entre o valor mínimo de operação e a potência nominal da máquina.

A terceira região ilustra uma produção constante e igual a potência nominal da máquina, estendendo-se até a velocidade máxima de corte (Cut out). A quarta região ilustra a região após a velocidade máxima de corte, onde a máquina desliga e retorna a potência zerada, por meio dos mecanismos de proteção contra ventos elevados.

Referenciando o livro (BROWER, 2012). Embora turbinas bem operadas sejam máquinas afinadas, é errado presumir que uma turbina produz exatamente a potência esperada em qualquer velocidade do vento. Por exemplo, desgaste e sujeira das pás, desgaste do equipamento

Figura 12 – Curva típica de potência de uma turbina eólica regulada por pitch



Fonte: adaptado de Sohoni S. C. Gupta (2019)

e configurações do software de controle podem fazer com que as turbinas se desviem de sua curva de potência ideal. Além disso, a produção de energia depende das condições do vento, como a turbulência, a variação da velocidade do vento através do rotor e a inclinação do fluxo do vento em relação à horizontal.

3.4.2 Padrão para a medição de desempenho.

Segundo a norma IEC 61400-12-2, o desempenho de potência de uma turbina eólica é mensurado com base na medição simultânea da velocidade do vento e da potência da máquina a ser verificada. De acordo com o padrão referido na norma, deve-se utilizar dados de dez minutos agrupados em intervalos de velocidade de 0,5 m/s, e cada intervalo de velocidade do vento é denominado de Intervalo de velocidade do vento (BIN), esse padrão tem por finalidade eliminar pequenas flutuações na medição do vento.(COMMISSION, 2013).

Ademais, o desempenho energético das turbinas pode ser feito através da comparação entre a curva teórica, que é a curva fornecida pelo fabricante e a curva real. Essa comparação permite aferir visualmente períodos onde a potência gerada é menor que a esperada de acordo com a curva teórica, evento denominado como subperformance e períodos onde a potência gerada é superior a esperada, este evento por sua vez é denominado superperformance.(COMMISSION, 2013).

3.5 Correlação entre sistemas de medição de vento.

3.5.1 *Regressão Linear simples*

Os modelos de regressão linear fazem parte de um conjunto de ferramentas comuns entre economistas e estatísticos cujo foco é a realização de inferências. A inferência consiste em, a partir de evidências encontradas para uma amostra, realizar generalizações de resultados para a população. Ou, de modo mais simples, há um interesse em verificar a correlação entre duas ou mais variáveis e testar o quanto se pode confiar nas estimativas encontradas. (CHEIN, 2019).

Na regressão linear temos a variável dependente Y, que é a variável que será explicada pela variável X, que é chamada de variável explicativa, regressora ou variável independente. Dadas as variáveis é então estimada a equação de uma reta linear do tipo 3.1. Sendo o principal intuito da regressão linear, estimar uma reta que melhor descreva a relação entre duas variáveis.(CHEIN, 2019).

$$y = ax + b. \tag{3.1}$$

onde.

a é definido como o coeficiente linear da reta,

b é definido como o coeficiente angular da reta.

A reta de regressão por sua vez é dependente de cinco métricas estatísticas básicas: a)média de x, b)média de y, c) desvio-padrão de x, d) desvio-padrão de y, e) correlação de x e y.(CHEIN, 2019).

3.5.2 *Coefficiente de determinação*

Pode-se definir R^2 em uma regressão linear como o quadrado do coeficiente de correlação, ele mede qual a fração de variância de y é explicada por x, sendo um valor de R^2 muito elevado significativa de que as variáveis analisadas apresentam alta correlação entre as variáveis explicativas, isto é, quanto mais próximo de 1 é o valor de R^2 , mais os valores explicam a variabilidade em X.(CHEIN, 2019).

O valor de R^2 é calculado através da razão entre a soma dos quadrados da regressão (SQR) e a soma dos quadrados totais (SQT). SQR é definido como o somatório dos quadrados da diferença entre os valores de y explicados pela regressão e a média da variável dependente e SQT

é definido como o somatório dos valores de y em relação à média ao quadrado.(HOFFMANN, 2016).

Segundo (HOFFMANN, 2016),o coeficiente de determinação múltipla R^2 , ilustra a proporção da soma de quadrados total que é explicada pela regressão, e é definido conforme 3.2.

$$R^2 = \frac{SQR}{SQT} \quad (3.2)$$

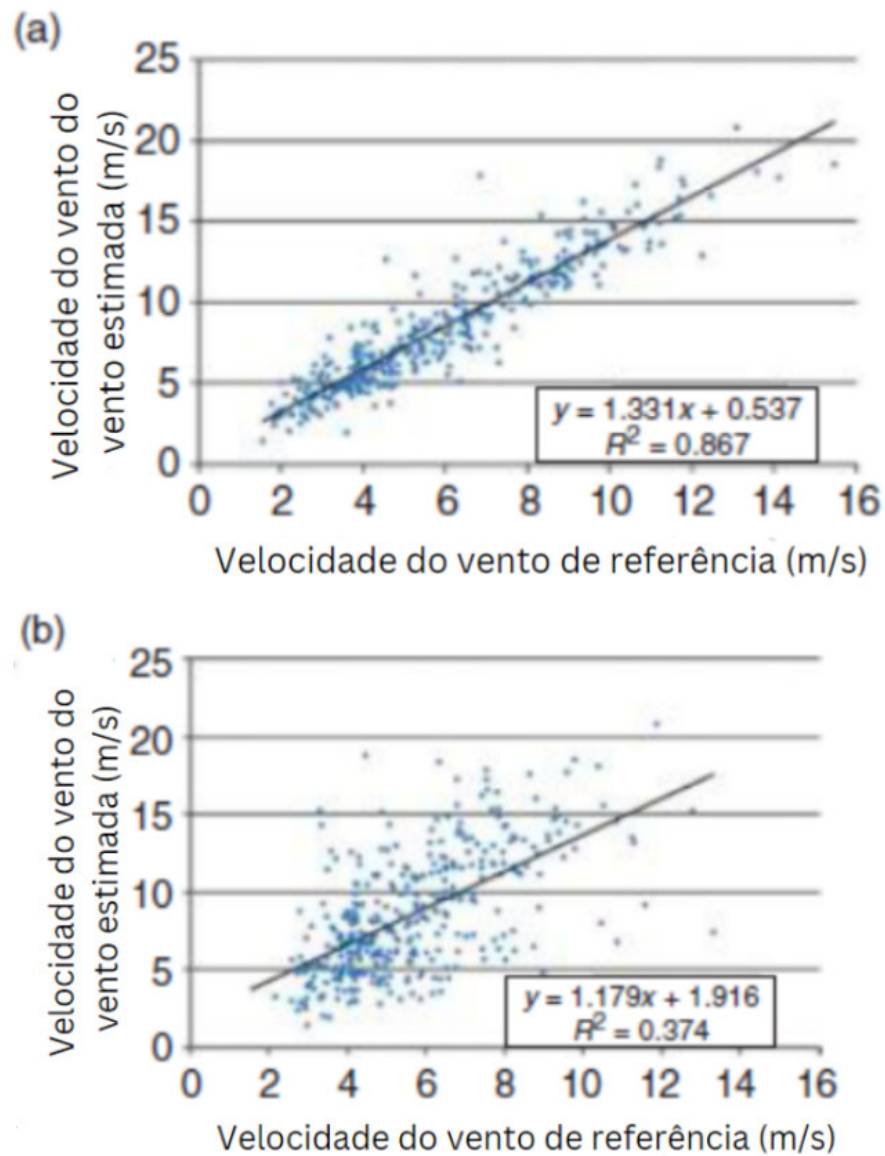
3.5.3 *Estimativa do vento por regressão linear*

O conceito regressão linear é utilizado para estimar a velocidade de vento em locais onde existe a deficiência de instrumentos de medição com base em valores de outros instrumentos de medição de vento de referência. Para isso é importante que os dados apresentem alta correlação, uma vez que, quanto menor for a correlação entre os dados analisados, maior será a incerteza no recurso eólico estimado.(BROWER, 2012).

Para que a correlação seja a mais elevada possível é indicado que o instrumento de referência esteja posicionado de maneira próxima ao local onde deseja-se fazer a inferência sobre o recurso eólico, e estes não estejam em altitudes diferentes.(BROWER, 2012).

A Figura 13, ilustra dois tipos de gráficos de regressão linear. Neles é mostrado a correlação linear entre a velocidade de referência no eixo X e, no eixo Y, a velocidade que se deseja estimar. Onde em (a), vemos que existe alta relação entre as velocidades de vento de referência e estimada, ja em (b) vemos que não existe bom relacionamento entre as velocidades de vento.

Figura 13 – Gráfico de dispersão da velocidade do vento estimado e o de referência



Fonte: adaptado de Brower (2012)

4 METODOLOGIA

Foi conduzido um estudo de caso com o intuito de avaliar o impacto de anemômetros defeituosos na geração de energia eólica por aerogeradores. Os dados de velocidade do vento e potência foram coletados por meio do sistema de aquisição de dados *Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA)*.

Os dados foram disponibilizados por uma empresa do setor de energia eólica, que opera um um parque eólico localizado no nordeste brasileiro. Ademais, também foram fornecidas informações sobre anemômetros defeituosos que tiveram substituição realizada durante o ano de 2022 e 2023.

A partir dos dados fornecidos, conduziu-se uma análise comparativa da velocidade do vento em dois conjuntos de turbinas eólicas, cada um composto por pares de turbinas localizadas em proximidade, considerando suas respectivas potências. Essa análise buscou investigar o comportamento desses dados tanto antes quanto após a substituição dos anemômetros, visando compreender o impacto dessa mudança nos resultados obtidos.

Outrossim, para a realização da análise comparativa dos anemômetros, foram selecionadas máquinas provenientes do mesmo fabricante. Essa escolha visa garantir uma avaliação do método utilizado para a verificação dos sistemas de medição em diferentes épocas do ano. A diversidade de oferta de vento permitiu uma análise mais completa das variações nos dados coletados.

Com o intuito de preservar a identidade da empresa fornecedora bem como seus ativos, demais informações não serão fornecidas. Contudo, para fins de avaliação será utilizado nomenclaturas genéricas.

4.1 Obtenção da reta de regressão linear estimada

Para a realização da análise comparativa entre a velocidade do vento das máquinas avaliadas em relação ao grupo de controle, será usufruído do método estatístico de regressão linear, onde a análise foi feita através da linguagem python, juntamente com a elaboração dos gráficos. Segundo (HOFFMANN, 2016) esse método que permite modelar a relação entre duas variáveis x e y , que são respectivamente a variável explanatória e a variável independente conforme o modelo estatístico 4.1. Ademais, pontos de indisponibilidade da máquina foram retirados da análise.

$$y = ax + b. \quad (4.1)$$

No qual.

a é definido como o coeficiente linear da reta,

b é definido como o coeficiente angular da reta.

No presente estudo de caso o valor de y será a velocidade do vento na máquina que teve substituição do anemômetro de nacelle e x a velocidade do vento no aerogerador de geolocalização mais próxima.

O primeiro passo na análise da regressão linear é obter as estimativas a e b. Para a obtenção dos valores dessas estimativas, serão coletados de uma amostra n pares de valores X_i , Y_i (com $i = 1, 2, \dots, n$), que correspondem a n pontos num gráfico, onde os valores de a e b são obtidos por meio das seguintes fórmulas 4.2 e 4.3 respectivamente. (HOFFMANN, 2016).

$$a = \frac{(\sum X^2)(\sum Y) - (\sum X)(\sum XY)}{n \sum X^2 - (\sum X)^2} \quad (4.2)$$

$$b = \frac{n \sum XY - (\sum X)(\sum Y)}{n \sum X^2 - (\sum X)^2} \quad (4.3)$$

4.2 Cálculo da produção anual de energia

Para a realização do cálculo da *Produção de energia Anual (AEP)* serão utilizados os dados de vento e suas respectivas potências para as turbinas analisadas, durante o período anterior à troca do anemômetro e posterior a troca. É relevante destacar que esses dados foram disponibilizados em intervalos de 10 minutos.

Segundo a norma IEC 61400-12-1, a *AEP* pode ser estimada de maneira genérica, aplicando-se a curva de potência medida a diferentes distribuições de velocidade do vento de referência. A produção anual de energia deve ser estimada para velocidades do vento na altura da nacelle para velocidades de 4m/s a 11 m/s de acordo com a equação 4.4. (COMMISSION, 2022).

$$AEP = Nh \sum_{i=1}^n [F(V_i)] - [F(V_i - 1)] \left(\frac{P_i - 1 + P_i}{2} \right) \quad (4.4)$$

No qual.

AEP é a produção anual de energia,

Nh é o número de horas no ano = 8760,

N é o número de seções de vento,

Vi é a velocidade média do vento no bin i,

Pi é a potência média no bin i.

4.3 Apresentação dos aerogeradores

Para o estudo de caso realizado no presente estudo fosse realizado, foram escolhidas 6 turbinas, as quais tiveram seus dados extraídos através do SCADA. A escolha dessas turbinas, todas do mesmo fabricante e localizadas no mesmo subparque no litoral do Ceará, foi motivada pela disponibilidade de informações sobre a substituição de anemômetros em duas delas, em momentos distintos. Com base nessa informação, as 6 turbinas foram divididas em 2 grupos, cada um dos grupos com uma turbina que teve anemômetro substituído e outras duas sem intervenção.

O primeiro grupo inclui as *Gerador de turbina eólica (WTG) A, B e C* as quais são máquinas geolocalizadas de maneira vizinhas entre si. Enquanto o segundo grupo abrange as *WTG D, E e F*, também vizinhas entre si. Essa nomenclatura genérica foi adotada para preservar a identidade real dos aerogeradores e da empresa que forneceu os dados. Dessa forma, a seguir serão apresentados os aerogeradores.

4.3.1 Aerogerador A

O primeiro aerogerador intitulado WTG A, teve substituição do anemômetro de copo no dia 23/11/2022. Ela apresenta potência nominal de 2100 kW, com velocidade de início de 3 m/s, velocidade de corte de 20 m/s e velocidade nominal de 12 m/s. Seu rotor apresenta 110 m de diâmetro e seu cubo apresenta altura de 95m em relação ao solo. As respectivas informações estão contidas na Tabela 1

Tabela 1 – Informações técnicas da WTG A

Nome	Fabricante	Velocidade de vento de início	Velocidade de vento de corte	Potência Nominal
WTG A	1	3 m/s	20 m/s	2100 kW

Fonte: elaborada pela autora.

4.3.2 *Aerogerador B*

O segundo aerogerador intitulada WTG B, não teve anemômetro substituído durante o período analisado e é distante em aproximadamente 340 m da WTG A e 680 m da WTG C. Ela apresenta potência nominal de 2100 kW, com velocidade de início de 3 m/s, velocidade de corte de 20 m/s e velocidade nominal de 12 m/s. Seu rotor apresenta 110 m de diâmetro e seu cubo apresenta altura de 95 m em relação ao solo. As respectivas informações estão contidas na Tabela 2

Tabela 2 – Informações técnicas da WTG B

Nome	Fabricante	Velocidade de vento de início	Velocidade de vento de corte	Potência Nominal
WTG B	1	3 m/s	20 m/s	2100 kW

Fonte: elaborada pela autora.

4.3.3 *Aerogerador C*

O terceiro aerogerador intitulada WTG C, não teve anemômetro substituído durante o período analisado e é distante em aproximadamente 340 m da WTG A e 680 m da WTG B. Ela apresenta potência nominal de 2100 kW, com velocidade de início de 3 m/s, velocidade de corte de 20 m/s e velocidade nominal de 12 m/s. Seu rotor apresenta 110 m de diâmetro e seu cubo apresenta altura de 95m em relação ao solo. As respectivas informações estão contidas na Tabela 3

Tabela 3 – Informações técnicas da WTG C

Nome	Fabricante	Velocidade de vento de início	Velocidade de vento de corte	Potência Nominal
WTG C	1	3 m/s	20 m/s	2100 kW

Fonte: elaborada pela autora.

4.3.4 *Aerogerador D*

O quarto aerogerador intitulada WTG D, teve substituição do anemômetro de copo no dia 21/05/2023. Ela apresenta potência nominal de 2100 kW, com velocidade de início de 3 m/s, velocidade de corte de 20 m/s e velocidade nominal de 12 m/s. Seu rotor apresenta 110 m de diâmetro e seu cubo apresenta altura de 95 m em relação ao solo. As respectivas informações estão contidas na Tabela 4

Tabela 4 – Informações técnicas da WTG D

Nome	Fabricante	Velocidade de vento de início	Velocidade de vento de corte	Potência Nominal
WTG D	1	3 m/s	20 m/s	2100 kW

Fonte: elaborada pela autora.

4.3.5 Aerogerador E

O quinto aerogerador intitulada WTG E, não teve anemômetro substituído durante o período analisado e é distante em aproximadamente 340 m da WTG D e 680 m da WTG F. Ela apresenta potência nominal de 2100 kW, com velocidade de início de 3 m/s, velocidade de corte de 20 m/s e velocidade nominal de 12 m/s. Seu rotor apresenta 110 m de diâmetro e seu cubo apresenta altura de 95 m em relação ao solo. As respectivas informações estão contidas na Tabela 5

Tabela 5 – Informações técnicas da WTG E

Nome	Fabricante	Velocidade de vento de início	Velocidade de vento de corte	Potência Nominal
WTG E	1	3 m/s	20 m/s	2100 kW

Fonte: elaborada pela autora.

4.3.6 Aerogerador F

O sexto aerogerador intitulada WTG F, não teve anemômetro substituído durante o período analisado e é distante em aproximadamente 340 m da WTG D e 680 m da WTG E. Ela apresenta potência nominal de 2100 kW, com velocidade de início de 3 m/s, velocidade de corte de 20 m/s e velocidade nominal de 12 m/s. Seu rotor apresenta 110 m de diâmetro e seu cubo apresenta altura de 95 m em relação ao solo. As respectivas informações estão contidas na Tabela 6

Tabela 6 – Informações técnicas da WTG F

Nome	Fabricante	Velocidade de vento de início	Velocidade de vento de corte	Potência Nominal
WTG F	1	3 m/s	20 m/s	2100 kW

Fonte: elaborada pela autora.

5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

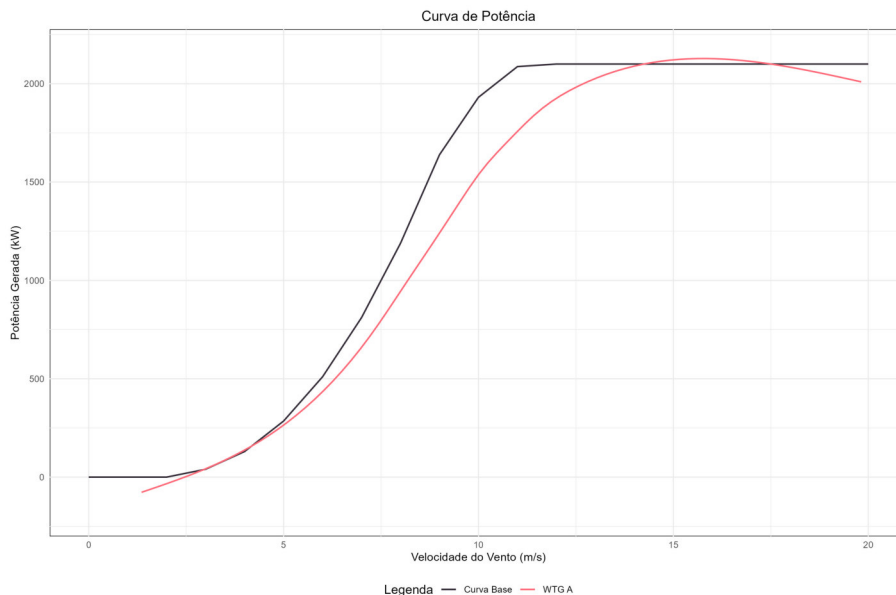
Neste capítulo serão apresentados os resultados obtidos por meio dos dados extraídos do SCADA. Ele está subdividido em 3 subseções, onde na primeira será ilustrado o estudo de caso referente à WTG A em relação às WTG B e C. Na segunda, será explorado o estudo de caso da WTG A em relação às WTG E e F. Por fim, serão ilustrados os resultados do estudo.

5.1 Estudo de caso WTG A

5.1.1 Curvas de potência antes da substituição de anemômetro

Referindo-se à WTG A, ao analisar a curva teórica e a curva real no período de 23/10 a 23/11 (Figura 14), anterior à intervenção no seu anemômetro de nacelle, é possível observar o descolamento entre as duas curvas, onde é notório o comportamento de subperformance da curva real da WTG A em relação à curva teórica, fornecida pelo fabricante.

Figura 14 – Curva de potência teórica e real da WTG A antes da troca do anemômetro

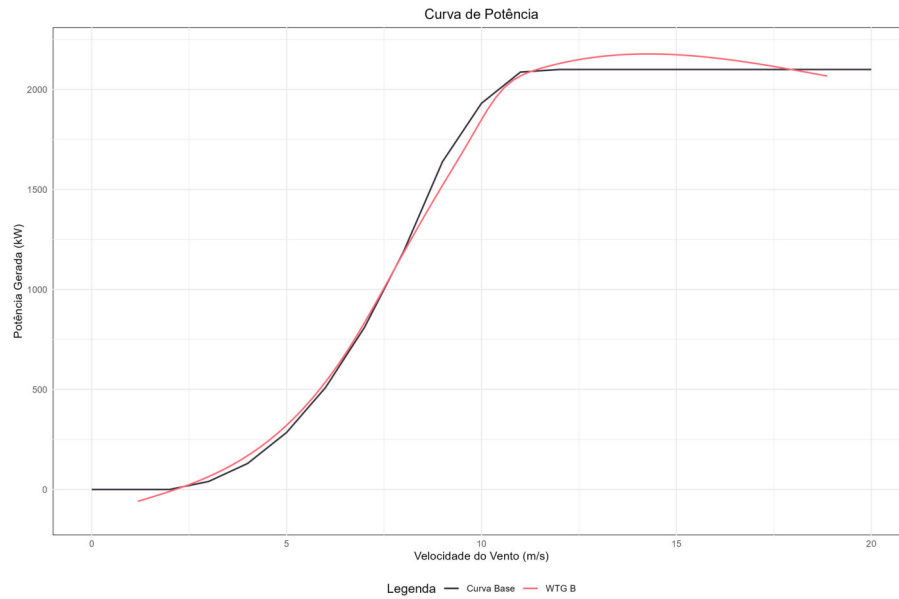


Fonte: Elaborado pela autora (2023).

No que concerne à WTG B, ao analisar a curva teórica e a curva real no período de 23/10 a 23/11 Figura 15, anterior à intervenção no anemômetro da WTG A, é possível observar um bom alinhamento entre as duas curvas, não sendo identificado um comportamento significativo de subperformance.

Outrossim, em relação à WTG C, comparando a curva teórica e a curva real no

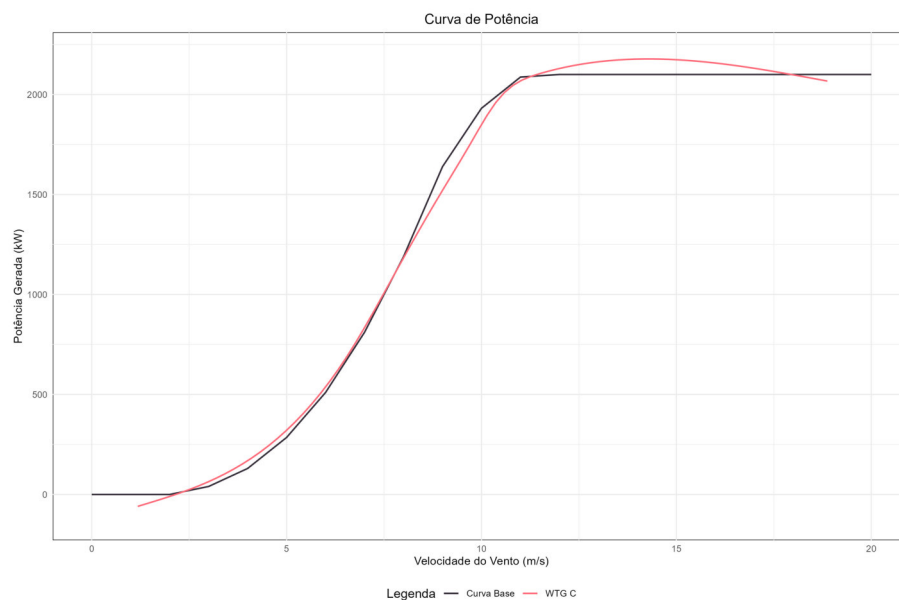
Figura 15 – Curva de potência teórica e real da WTG B antes da troca do anemômetro da WTG A



Fonte: Elaborado pela autora (2023).

período de 23/10 a 23/11 Figura 16, anterior à intervenção no anemômetro da WTG A, é possível observar um bom seguimento entre as duas curvas, não sendo identificado um comportamento significativo de subperformance.

Figura 16 – Curva de potência teórica e real da WTG C antes da troca do anemômetro da WTG A

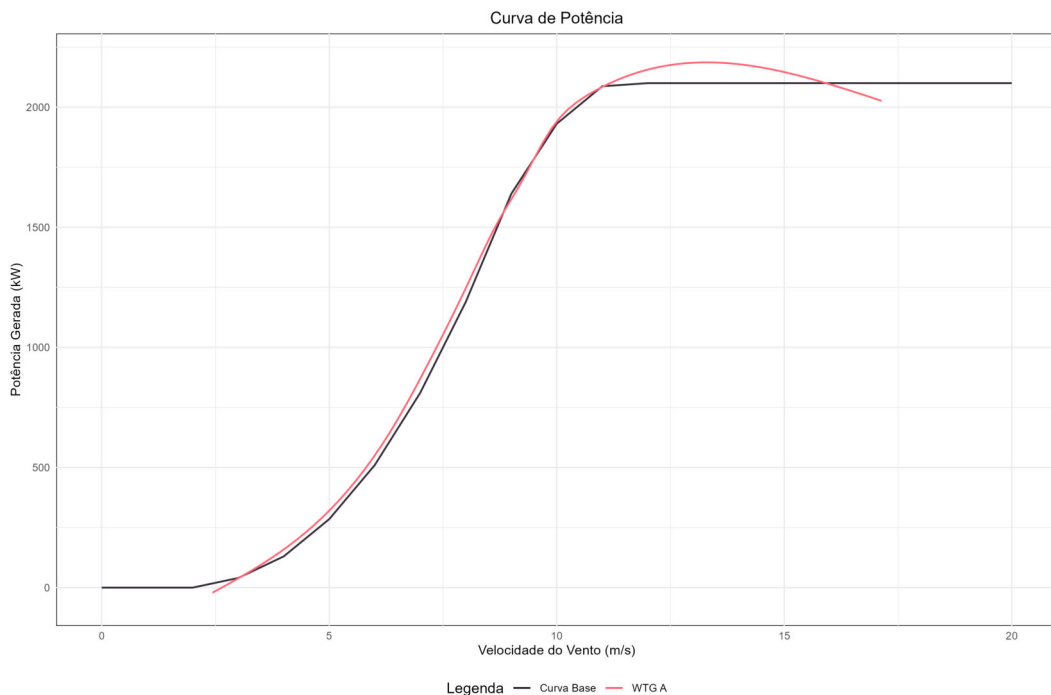


Fonte: Elaborado pela autora (2023).

5.1.2 Curvas de potência após substituição de anemômetro

Referindo-se à WTG A, ao analisar a curva teórica e a curva real no período de 24/11 a 24/12 (Figura 17), após a substituição do seu anemômetro de nacelle, nota-se um bom alinhamento entre a curva teórica, fornecida pelo fabricante, e a curva real da máquina, não sendo mais evidente o comportamento de subperformance na curva real da turbina.

Figura 17 – Curva de potência teórica e real da WTG A depois da troca do seu anemômetro

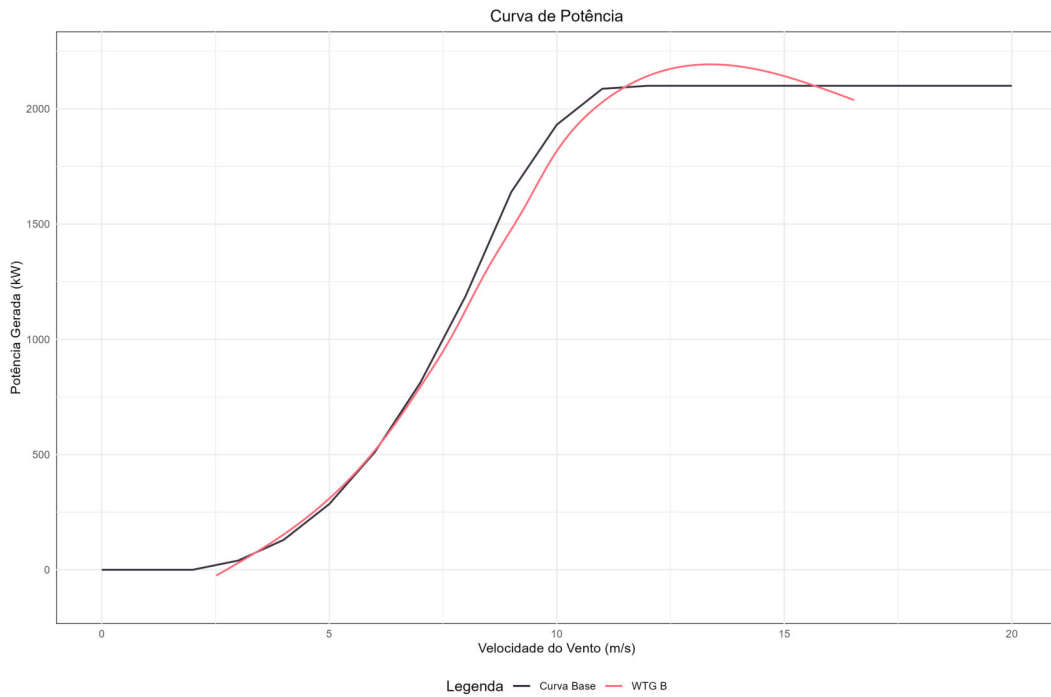


Fonte: Elaborado pela autora (2023).

No que diz respeito às turbinas WTG B e WTG C, foi realizada a mesma avaliação, na qual é notória a continuidade no bom seguimento, entre a curva base fornecida pelo fabricante e a curva real para as máquinas WTG B e WTG C (Figura 18) e (Figura 19) respectivamente, no período de 24/11 a 24/12, período no qual foi observada a mudança já mencionada na WTG A 17.

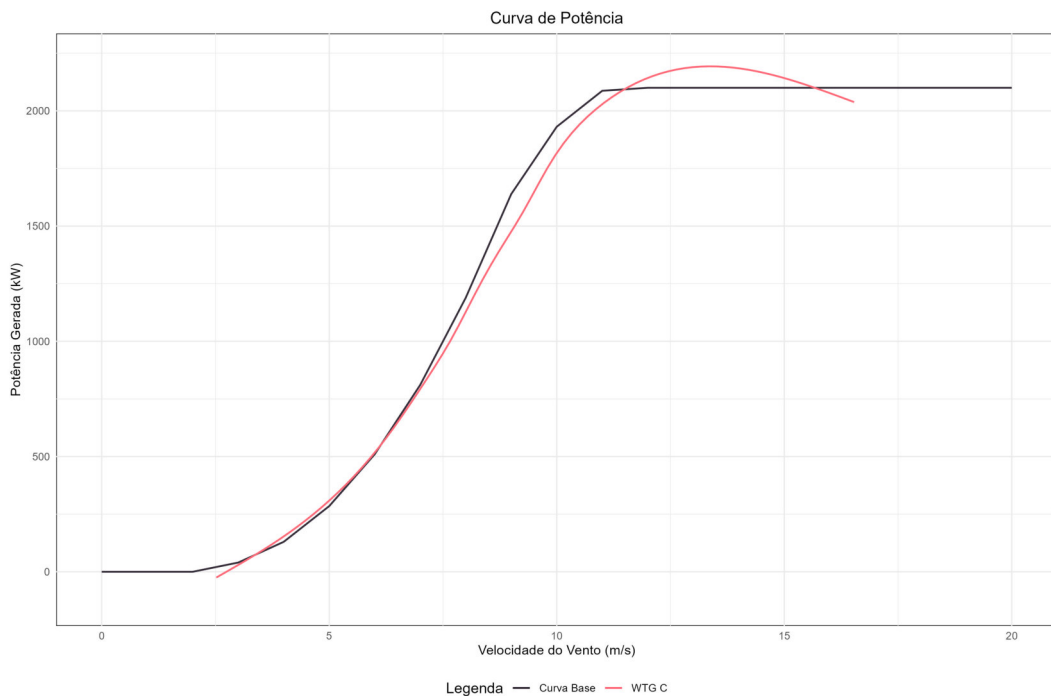
Essa análise corrobora com a premissa de que as máquinas usadas no grupo de controle WTG B e WTG C não apresentam mudança nem falha na medição de vento. Ademais, por meio dessa análise não foi observado comportamento de subperformance significativo nas respectivas máquinas.

Figura 18 – Curva de potência teórica e real da WTG B depois da troca do anemômetro da WTG A



Fonte: Elaborado pela autora (2023).

Figura 19 – Curva de potência teórica e real da WTG C depois da troca do anemômetro da WTG A



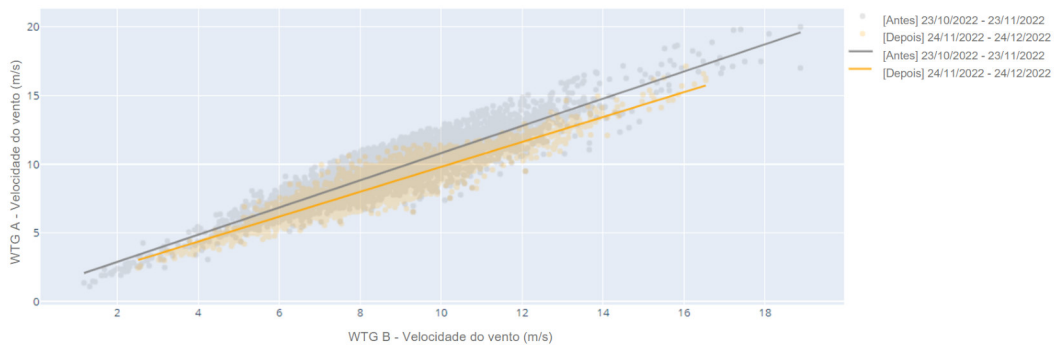
Fonte: Elaborado pela autora (2023).

5.1.3 Avaliação da mudança na medição do vento

Por meio do modelo linear que considera o período de 23/10 a 23/11, representado pela reta em cinza, os 30 dias anteriores à troca do anemômetro na WTG A, e o período de 23/11 a 23/12, indicado pela reta em laranja (Figura 20), referente aos 30 dias após a substituição.

Ilustra-se a mudança nas velocidades de vento da WTG A em relação à máquina vizinha WTG B, onde se observa a diminuição na medição da velocidade de vento na máquina que teve a troca de anemômetro após a substituição, em relação à máquina que não sofreu intervenção. Isto é, antes da troca, a WTG A apresentava medições errôneas, estando acima do esperado em relação à WTG B.

Figura 20 – Modelo linear do vento entre a WTG A e a WTG B



Fonte: Elaborado pela autora (2023).

Na Tabela 7 são informados os valores dos coeficientes linear e angular da reta de regressão, antes e após a intervenção, assim como o valor do quadrado do coeficiente de correlação R^2 . Os valores de X representam as medições de vento para WTG B, enquanto os valores de Y representam os da WTG A.

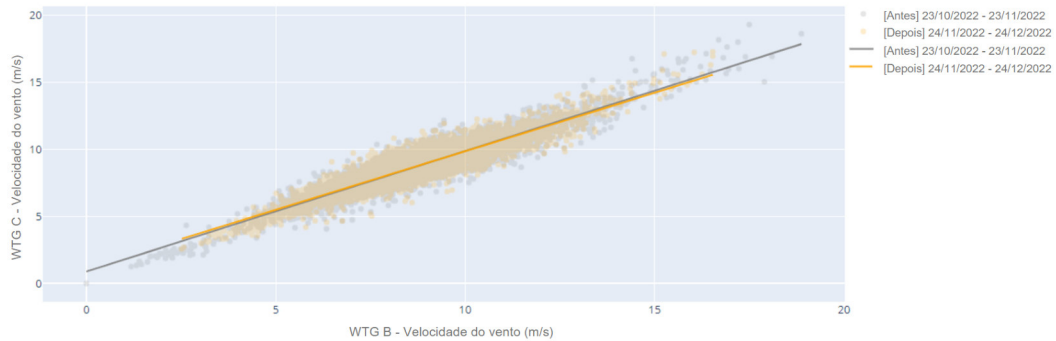
Tabela 7 – Coeficientes da reta de regressão linear WTG A e WTG B

Período	Equação da reta	R^2
Antes de 23/11	$Y = 0,99x + 0,906$	0,845
Após 23/11	$Y = 0,907x + 0,734$	0,875

Fonte: elaborada pela autora.

Adicionalmente, foi conduzida uma análise similar (Figura 21) utilizando como referência as máquinas vizinhas da WTG A, as máquinas WTG B e WTG C. Nessa análise, não foi observada mudança significativa entre as retas de regressão considerando os 30 dias anteriores a 23/11 e os 30 dias posteriores a 23/11. Isso demonstra que as máquinas vizinhas apresentaram medições de vento semelhantes nos dois períodos analisados.

Figura 21 – Modelo linear do vento entre a WTG C e a WTG B



Fonte: Elaborado pela autora (2023).

Na Tabela 8 são informados os valores dos coeficientes linear e angular da reta de regressão, antes e após a intervenção, assim como o valor de R^2 . Os valores de X representam as medições de vento para WTG B, enquanto os valores de Y representam os da WTG C.

Tabela 8 – Coeficientes da reta de regressão linear WTG C e WTG B

Período	Equação da reta	R^2
Antes de 23/11	$Y = 0,899x + 0,891$	0,884
Após 23/11	$Y = 0,872x + 1,134$	0,851

Fonte: elaborada pela autora.

5.2 Estudo de caso WTG D

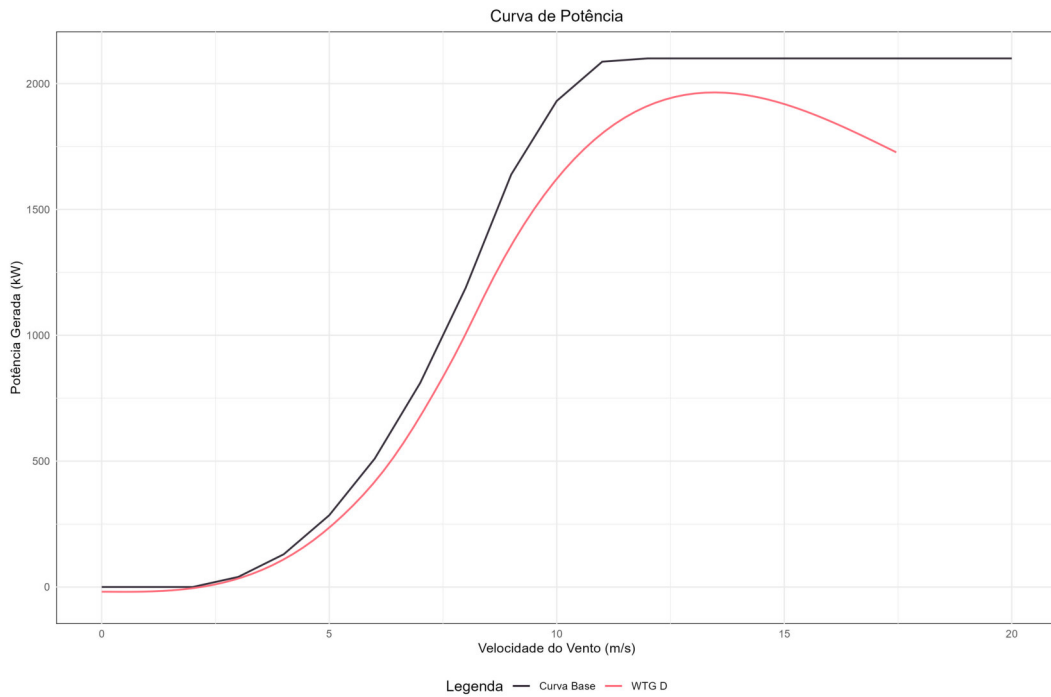
5.2.1 Curvas de potência antes da substituição de anemômetro

Referindo-se à WTG D, ao analisar a curva teórica e a curva real no período de 21/04 a 21/05 (Figura 22), anterior à intervenção no seu anemômetro de nacelle, é possível observar o descolamento entre as duas curvas, onde é notório o comportamento de subperformance da curva real da WTG D em relação à curva teórica, fornecida pelo fabricante.

No que concerne à WTG E, ao analisar a curva teórica e a curva real no período de 21/04 a 21/05 (Figura 23), anterior à intervenção no anemômetro da WTG D, é possível observar um pequeno comportamento de subperformance em velocidades de vento acima de 6 m/s.

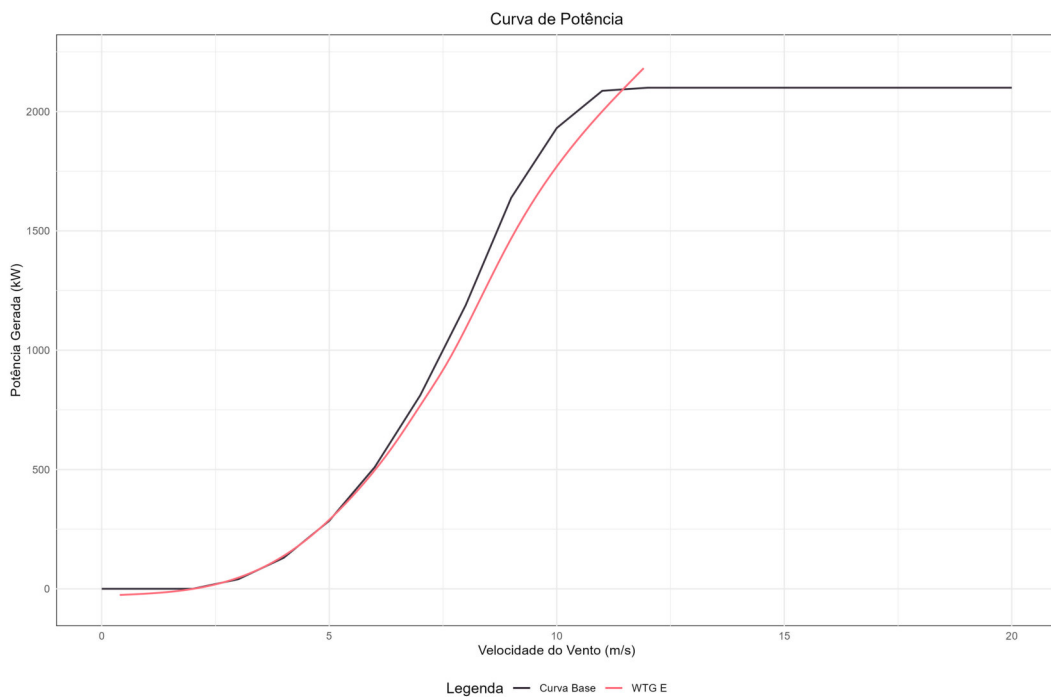
Outrossim, em relação à WTG F, comparando a curva teórica e a curva real no período de 21/04 a 21/05 (Figura 24), anterior à intervenção no anemômetro da WTG D, é possível observar um bom seguimento entre as duas curvas, contudo, é observado pequeno comportamento de superperformance em relação a curva teórica em todas as medições de vento.

Figura 22 – Curva de potência teórica e real da WTG D antes da troca do anemômetro



Fonte: Elaborado pela autora (2023).

Figura 23 – Curva de potência teórica e real da WTG E antes da troca do anemômetro da WTG D

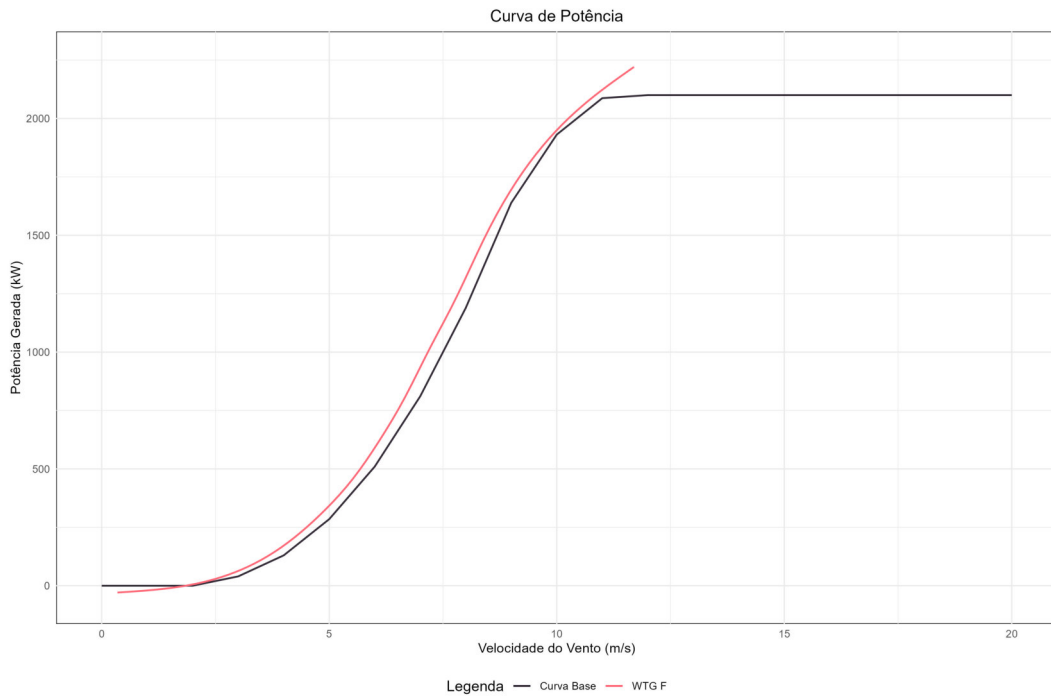


Fonte: Elaborado pela autora (2023).

5.2.2 *Curvas de potência após substituição de anemômetro*

Referindo-se à WTG D, ao analisar a curva teórica e a curva real no período de 21/05 a 21/06 (Figura 25), após a substituição do seu anemômetro de nacelle, nota-se um bom

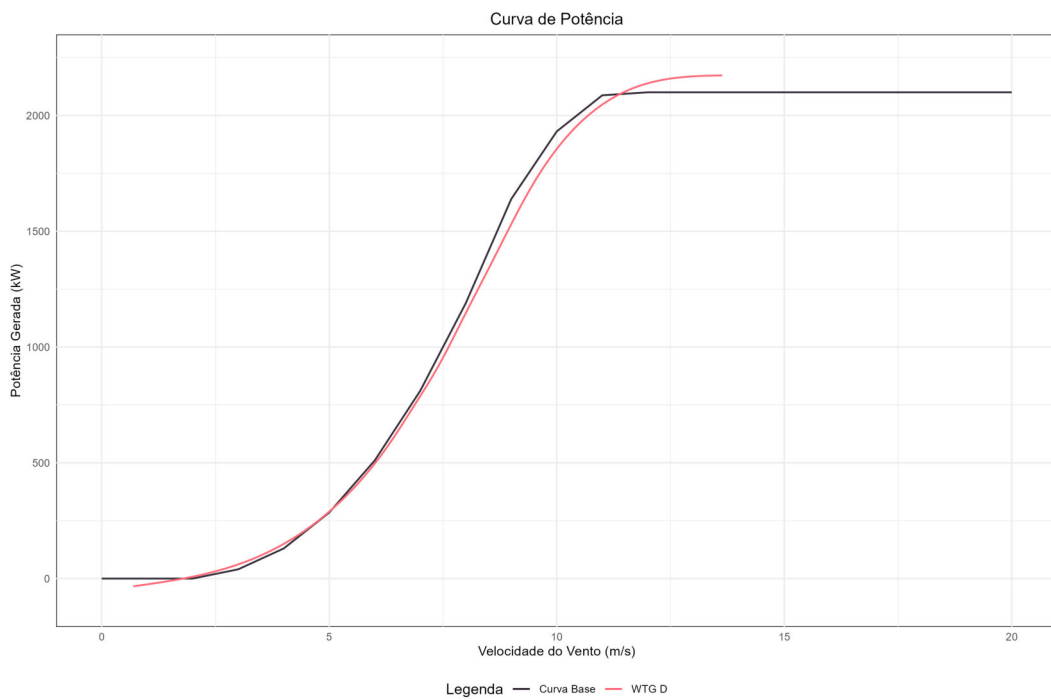
Figura 24 – Curva de potência teórica e real da WTG F antes da troca do anemômetro da WTG D



Fonte: Elaborado pela autora (2023).

alinhamento entre a curva teórica, fornecida pelo fabricante, e a curva real da máquina, não sendo mais evidente o comportamento de subperformance na curva real da turbina.

Figura 25 – Curva de potência teórica e real da WTG D depois da troca do anemômetro

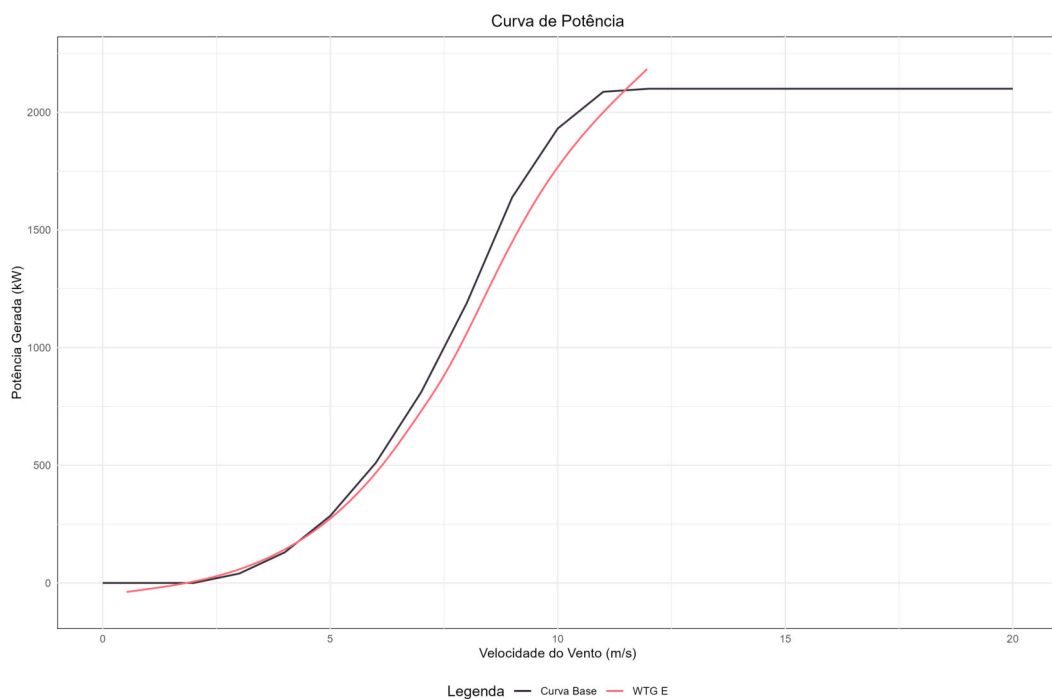


Fonte: Elaborado pela autora (2023).

No que diz respeito às turbinas WTG E e WTG F, foi realizada a mesma avaliação, na qual é notório a continuidade do comportamento já observado, entre a curva base fornecida pelo fabricante e a curva real para as máquinas WTG B e WTG C (Figura 26) e (Figura 27) respectivamente, no período de 21/05 a 21/06, período no qual foi observada a mudança já mencionada na WTG D (Figura 25).

Essa análise corrobora com a premissa de que as máquinas usadas no grupo de controle WTG E e WTG F não apresentam mudança significativa e nem falha na medição de vento.

Figura 26 – Curva de potência teórica e real da WTG E depois da troca do anemômetro da WTG D



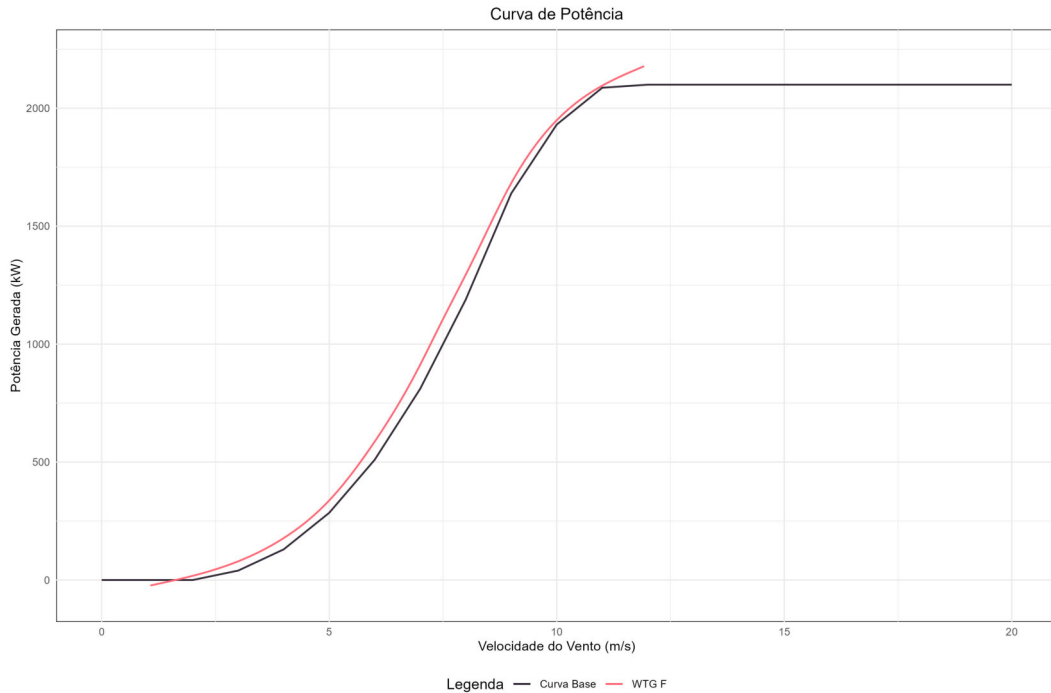
Fonte: Elaborado pela autora(2023).

5.2.3 Avaliação da mudança na medição do vento

Por meio do modelo linear que considera o período de 21/04 a 21/05, representado pela reta em cinza, os 30 dias anteriores à troca do anemômetro na WTG D, e o período de 21/05 a 21/06, indicado pela reta em laranja (Figura 28), referente aos 30 dias após a substituição.

Ilustra-se a mudança nas velocidades de vento da WTG D em relação à máquina vizinha WTG E, onde se observa a diminuição na medição da velocidade de vento na máquina que teve a troca de anemômetro após a substituição, em relação à máquina que não sofreu intervenção. Isto é, antes da troca, a WTG D apresentava medições errôneas, estando acima do

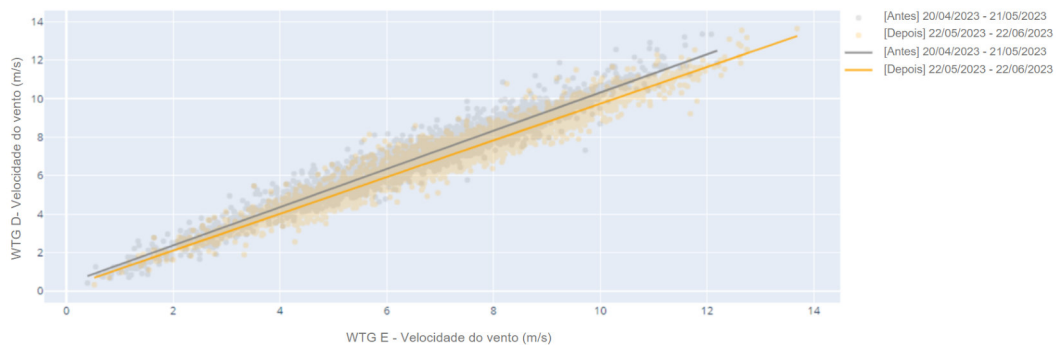
Figura 27 – Curva de potência teórica e real da WTG F antes da troca do anemômetro da WTG D



Fonte: Elaborado pela autora (2023).

esperado em relação à WTG E.

Figura 28 – Modelo linear do vento entre a WTG D e a WTG E



Fonte: Elaborado pela autora (2023).

Na Tabela 9 são informados os valores dos coeficientes linear e angular da reta de regressão, antes e após a intervenção, assim como o valor do quadrado do coeficiente de correlação R^2 . Os valores de X representam as medições de vento para WTG E, enquanto os valores de Y representam os da WTG D.

Adicionalmente, foi conduzida uma análise similar (Figura 29) utilizando como referência as máquinas vizinhas da WTG D, as máquinas WTG E e WTG F. Nessa análise, não foi observada mudança significativa entre as retas de regressão considerando os 30 dias anteriores

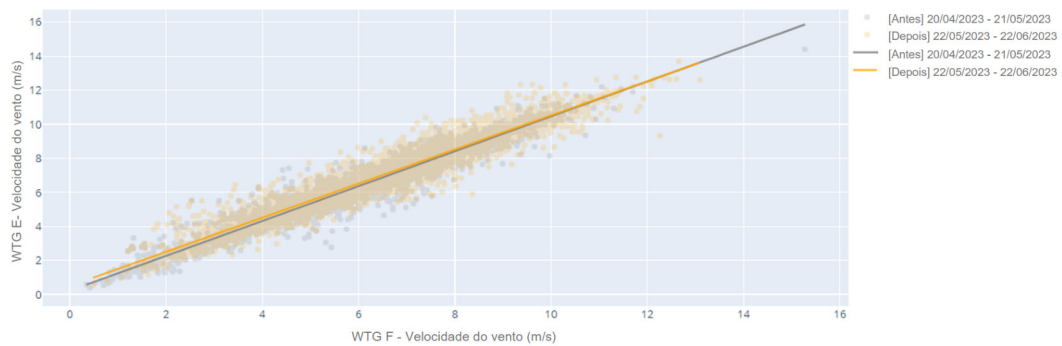
Tabela 9 – Coeficientes da reta de regressão linear WTG D e WTG E

Período	Equação da reta	R ²
Antes de 21/05	$Y = 0,993x + 0,380$	0,958
Após 21/05	$Y = 0,953x + 0,192$	0,957

Fonte: elaborada pela autora.

a 21/05 e os 30 dias posteriores a 21/05. Isso demonstra que as máquinas vizinhas apresentaram medições de vento semelhantes nos dois períodos analisados.

Figura 29 – Modelo linear do vento entre a WTG E e a WTG F



Fonte: Elaborado pela autora (2023).

Na Tabela 10 são informados os valores dos coeficientes linear e angular da reta de regressão, antes e após a intervenção, assim como o valor de R². Os valores de X representam as medições de vento para WTG E, enquanto os valores de Y representam os da WTG F.

Tabela 10 – Coeficientes da reta de regressão linear WTG E e WTG F

Período	Equação da reta	R ²
Antes de 21/05	$Y = 1,022x + 0,23$	0,941
Após 21/05	$Y = 1,008x + 0,509$	0,920

Fonte: elaborada pela autora.

5.3 Consolidação dos resultados

Para avaliar a mudança acarretada pela substituição do anemômetro, foram calculados os valores de AEP para o período de 30 dias, para as três máquinas de cada estudo de caso nos períodos antes e após a substituição do anemômetro com avaria, os dados estão expostos nas tabelas Tabela 11 e Tabela 12 para os estudos de caso 1 e 2 respectivamente.

Tabela 11 – Expectativa de produção de energia AEP estudo de Caso 1

Período	WTG A	WTG B	WTG C
23/10 - 23/11	1068,7 kW	1265,9 kW	1251,9 kW
23/11 - 23/12	1289,4 kW	1258,9 kW	1236,1 kW
Variação	20,66%	-0,55%	-1,26 %

Fonte: elaborada pela autora.

Tabela 12 – Expectativa de produção de energia AEP estudo de Caso 2

Período	WTG D	WTG E	WTG F
21/04 - 21/05	1092,7 kW	1193,0 kW	1323,9 kW
21/05 - 21/06	1230,7 kW	1176,4 kW	1315,4 kW
Variação	12,63%	-1,39%	-0,64 %

Fonte: elaborada pela autora.

6 CONCLUSÃO E TRABALHOS FUTUROS

A análise realizada no presente trabalho teve como foco a avaliação dos impactos resultantes da adesão à curva teórica, fornecida pelo fabricante do aerogerador, essa avaliação teve como premissa a da curva real de aerogeradores antes e após substituição de anemômetros defeituosos.

O estudo de caso foi discorrido com base em algumas premissas recomendadas nas normas IEC 61400-12-1 e IEC 61400-12-2, tais como o cálculo do valor do AEP, o qual evidenciou a mudança observada entre a aderência da curva de potência real e a teórica, após a mudança no instrumento de medição de vento.

Ademais, foi feita a validação da medição da velocidade do vento em relação às máquinas vizinhas com alta correlação, evidenciando a mudança entre as medições antes e após a substituição do anemômetro de copo por meio na análise da regressão linear.

Onde por meio dos resultados obtidos foi observado o aumento na expectativa de energia produzida após a intervenção, para as máquinas que tiveram intervenção no anemômetro, onde o AEP da WTG A apresentou aumento em torno de 20% e o AEP da máquina WTG D apresentou aumento em torno de 12%, indicando que a expectativa de geração é proporcional ao vento medido pelos sensores e a potência real da turbina.

Com isso, os objetivos propostos no trabalho foram alcançados e concluiu-se que sistemas de medição sem avarias são de relevante notoriedade para o bom gerenciamento de aerogeradores, uma vez que dados com alta confiabilidade corroboram para a melhor tomada de decisão, além de evitar decisões precipitadas.

Como sugestões para trabalhos futuros, é sugerido a análise do ângulo de pitch para cada seção de vento, uma vez que ele também pode ser impactado por tais medições. Ademais, além do anemômetro de copo temos o sônico, este por sua vez mede também valores de densidade, sendo uma sugestão a análise do comportamento da curva real e a curva do fabricante para diferentes densidades.

Além disso, é de grande valia o desenvolvimento de filtros para os pontos de potência, que retirem da análise pontos onde exista por exemplo limitação de potência ou alta turbulência, filtros que não foram utilizados no presente trabalho.

REFERÊNCIAS

- ABEEOLICA, A. B. de E. E. **InfoVento nº 18**. Bela Vista – SP: [s. n.], 2020. Disponível em: <http://abeeolica.org.br/wpcontent/uploads/2020/10/Infovento-18.pdf>. Acesso em: 10 nov. 2023.
- BROWER, M. C. **Wind energy Explained**. [S. l.]: willey, 2012. v. 2.
- CHEIN, F. **Introdução aos modelos de regressão linear**. [S. l.]: Enap, 2019. v. 1.
- COMMISSION, I. E. **IEC 61400-12-2: Power performance of electricity-producing wind turbines based on nacelle anemometry**. [S. l.]: IEC, 2013. v. 1.
- COMMISSION, I. E. **IEC 61400-12-1: Wind energy generation systems - part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines**. [S. l.]: IEC, 2022. v. 3.
- ENERCON. **E-82**. Alemanha: [s. n.], 2016. Disponível em: <https://www.enercon.de/en/products/ep-2/e-82/>. Acesso em: 21 set. 2023.
- ENERGES. **TUDO O QUE VOCÊ PRECISA SABER SOBRE AS PÁS DOS AEROGERADORES**. Santa catarina: [s. n.], 2020. Disponível em: <https://energes.com.br/tudo-que-voce-precisa-saber-sobre-as-pas-dos-aerogeradores/#comments>. Acesso em: 21 set. 2023.
- HOFFMANN, R. **ANÁLISE DE REGRESSÃO: uma introdução à econometria**. [S. l.]: Hucitec, 2016. v. 4.
- LIMA, D. R. S. **Energia Elétrica Sustentável. Como aproveitar as principais fontes de energia renovável**. [S. n.], 2021. Disponível em: <https://oakenergia.com.br/wp-content/uploads/2021/10/eBook.pdf>. Acesso em: 23 set. 2023.
- MANWELL, J. M. A. J. **Wind Resource Assesment**, *Apractical GudetoDevelopingaWindProject*. [S. l.]: willey, 2009. v. 2.
- SOHONI S. C. GUPTA, R. K. N. V. A critical review on wind turbine power curve modelling techniques and their applications in wind based energy systems. Hindawi Publishing Corporation, 2019.
- WEG. **Aerogeradores AGW 110 / 2.1 AGW 110 / 2.2**. Jaraguá do Sul - SC - Brasil: [s. n.], 2017. Disponível em: <https://static.weg.net/medias/downloadcenter/hee/hf1/WEG-aerogerador-agw-110-2.1-50030583-catalogo-portugues-br.pdf>. Acesso em: 18 nov. 2023.