



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO E SISTEMAS
CURSO ENGENHARIA DE PRODUÇÃO MECÂNICA

Vitor Augusto Gheller

**Método para avaliação do desalinhamento de yaw na geração de energia de um
parque eólico**

Florianópolis

2025

Vitor Augusto Gheller

**Método para avaliação do desalinhamento de *yaw* na geração de energia de um
parque eólico**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao curso de Engenharia de Produção Mecânica do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Mecânica com ênfase em Produção.

Orientador: Prof. Dr. Lynceo Falavigna Braghirolli

Florianópolis

2025

Gheller, Vitor Augusto

Método para avaliação do desalinhamento de yaw na geração de energia de um parque eólico / Vitor Augusto Gheller ; orientador, Lynceo Braghirolli, 2025.

70 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Graduação em Engenharia de Produção Mecânica, Florianópolis, 2025.

Inclui referências.

1. Engenharia de Produção Mecânica. 2. energia eólica. 3. desempenho de aerogeradores. 4. desalinhamento de yaw. I. Braghirolli, Lynceo. II. Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia de Produção Mecânica. III. Título.

Vitor Augusto Gheller

**Método para avaliação do desalinhamento de yaw na geração de energia de um
parque eólico**

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do título de Bacharel em Engenharia de Produção Mecânica aprovado em sua forma final pelo Curso Engenharia de Produção Mecânica.

Local Florianópolis, 12 de dezembro de 2025.

Coordenação do Curso

Banca examinadora

Prof. Lynceo Falavigna Braghirolli, Dr.
Orientador

Prof. Maurício Uriona Maldonado, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Insira neste espaço
a assinatura

William Neves da Silva, Me.
Universidade Federal de Santa Catarina

Florianópolis, 2025.

AGRADECIMENTOS

À minha família, pelo incentivo aos meus estudos. Vocês são a base de tudo e, sem o suporte e os sacrifícios de vocês, eu não teria chegado até aqui.

Ao meu orientador, Professor Lynceo, pelo tempo e trabalho dedicado à revisão e ao aprimoramento deste trabalho.

À minha namorada e companheira, Valentina, pelo amor e por ser minha maior incentivadora diária.

Aos amigos de faculdade, pelo companheirismo, pelas trocas de conhecimento e por tornarem essa jornada acadêmica mais leve e feliz.

RESUMO

Este trabalho avalia o impacto do desalinhamento estático de *yaw* na geração de energia de um parque eólico e propõe um método de análise de dados, baseado exclusivamente em informações SCADA, para detectar, quantificar e, quando aplicável, orientar a correção dessa condição. O método estrutura-se em aquisição e tratamento dos dados, estima o ângulo de desalinhamento por turbina a partir da relação potência–direção do vento nas faixas subnominais e verifica, quando há intervenções registradas, o realinhamento do pico da curva de potência para a vizinhança de 0° . Evidências operacionais são apresentadas na validação do método proposto. Os resultados sugerem que o método identifica desalinhamentos com assertividade, é reprodutível com a infraestrutura existente de parques eólicos e sustenta um monitoramento contínuo e responsivo do desempenho, servindo como base para aprimoramentos futuros em análise de performance e manutenção em parques eólicos. Ainda, a partir do desalinhamento estimado, projeta-se a melhora da curva de potência da máquina e integra-se essa melhoria ao perfil de velocidades do parque (distribuição de Weibull) para estimar o ganho na AEP, fornecendo uma métrica direta de impacto econômico potencial. Por fim, discutem-se as fontes de incerteza típicas do ambiente operacional — calibração de sensores, variabilidade do escoamento e mudanças de regime — e explica-se por que os ganhos se manifestam principalmente em condições subnominais, repercutindo de forma distinta nas métricas de curva de potência e de produção anual.

Palavras-chave: energia eólica; desalinhamento de *yaw*; avaliação de desempenho.

ABSTRACT

This work evaluates the impact of static yaw misalignment on the energy production of a wind farm and proposes a data-analysis procedure, based exclusively on SCADA information, to detect, quantify, and—when applicable—guide the correction of this condition. The method comprises data acquisition and preprocessing, estimates the misalignment angle for each turbine based on the power–wind-direction relationship in sub-rated operating ranges, and, when recorded interventions exist, verifies the realignment of the power-curve peak toward 0°. Operational evidence is presented to validate the proposed method. The results suggest that the procedure identifies misalignments accurately, is reproducible with the existing wind-farm infrastructure, and supports continuous and responsive performance monitoring, providing a foundation for future enhancements in performance analysis and maintenance. Furthermore, from the estimated misalignment, the improvement in the turbine’s power curve is projected and integrated with the site’s wind-speed profile (Weibull distribution) to estimate the gain in AEP, providing a direct metric of potential economic impact. Finally, the typical sources of uncertainty in operational environments—sensor calibration, flow variability, and regime changes—are discussed, and the reasons why the gains are primarily manifested under sub-rated conditions, propagating differently to power-curve metrics and annual energy production, are explained.

Keywords: wind energy; yaw misalignment; performance assessment.

LISTA DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 1 – Componentes de um aerogerador..... | 20 |
| Figura 2- Dispersão ângulo de <i>pitch</i> × velocidade do vento e curva de potência, segmentadas por regime operacional | 23 |
| Figura 3 - Componentes do sistema de yaw em aerogeradores | 25 |
| Figura 4 – Diagrama do sistema de controle de yaw | 26 |
| Figura 5 - Diagrama esquemático ilustrando um exemplo de desalinhamento de yaw | 27 |
| Figura 6 – Exemplo de série temporal com erro estático de yaw de 10 graus. | 28 |
| Figura 7 - Potência normalizada por ângulo de yaw antes e depois da calibração do erro estático..... | 29 |
| Figura 8 - Curvas de potência da TB03 antes e depois da calibração | 30 |
| Figura 9 – Curva de potência de um aerogerador..... | 31 |
| Figura 10 – Arquitetura de um sistema SCADA | 32 |
| Figura 11 – Parque Eólico | 37 |
| Figura 12- (Esq.) <i>pitch</i> × velocidade do vento e (Dir.) curva de potência em 6–7 m/s, coloridas por faixa de pitch..... | 45 |
| Figura 13 - Frequência de Velocidade do Vento no Parque..... | 46 |
| Figura 14 – Distribuição da Frequência de Direção do Vento | 47 |
| Figura 15 - Distribuição da Frequência de Direção do Vento após aplicação dos filtros | 48 |
| Figura 16 - Desempenho do MAPE em função do tamanho do <i>bin</i> | 49 |
| Figura 17 – Potência x Torque do Yaw | 50 |
| Figura 18 – Outliers por MAD..... | 51 |
| Figura 19 – Potência Ativa vs Direção Relativa do Vento | 53 |
| Figura 20 - Potência Ativa vs Direção Relativa do Vento (5,0-5,2 m/s)..... | 54 |
| Figura 21 – Dados após pré-processamento | 54 |
| Figura 22 — Ajuste Polinomial e Cálculo do Desalinhamento | 55 |
| Figura 23 - Curvas ajustadas por bin de velocidade do vento e consolidação do desalinhamento estático pela mediana | 56 |
| Figura 24 – Curvas ajustadas e estimativa de desalinhamento Aerogerador 01 | 57 |
| Figura 25 – Curvas ajustadas e estimativa de desalinhamento Aerogerador 05 | 58 |
| Figura 26 – Curvas ajustadas e estimativa de desalinhamento Aerogerador 08 | 58 |

| | |
|--|----|
| Figura 27 - Curvas ajustadas e estimativa de desalinhamento Aerogerador 11 | 59 |
| Figura 28 – Suporte do anemômetro: marcação do passe no colar de fixação. | 60 |
| Figura 29 – Suporte do anemômetro após rotação para $\Delta\varphi$ especificado. | 60 |
| Figura 30 – Curvas antes e previstas após ajuste para quatro aerogeradores | 61 |
| Figura 31 – Curvas antes, previstas e após ajustes para quatro aerogerado | 62 |
| Figura 32 – Distribuição de Weibull para o perfil de vento do parque | 63 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|--|----|
| Tabela 1- Resumo dos ajustes de yaw e variação percentual da curva de potência | 63 |
| Tabela 2 - Resultados do impacto do desalinhamento..... | 64 |

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

| | |
|----------|---|
| ABBU | Associação Brasileira de Bibliotecas Universitárias Brasileiras |
| AEP | Produção anual de energia (<i>Annual Energy Production</i>) |
| CP | Curva de potência |
| CRISP-DM | <i>Cross Industry Standard Process for Data Mining</i> |
| FC | Fator de capacidade |
| GWEC | <i>Global Wind Energy Council</i> |
| IEC | <i>International Electrotechnical Commission</i> |
| LiDAR | <i>Light Detection and Ranging</i> |
| MAD | Desvio absoluto mediano (<i>Median Absolute Deviation</i>) |
| MCP | Mercado de curto prazo |
| O&M | Operação e manutenção |
| ONS | Operador Nacional do Sistema Elétrico |
| PPA | <i>Power Purchase Agreement</i> |
| SCADA | <i>Supervisory Control and Data Acquisition</i> |

SUMÁRIO

| | | |
|--------------|---|-----------|
| 1 | INTRODUÇÃO | 14 |
| 1.1 | PROBLEMA | 15 |
| 1.2 | OBJETIVOS | 16 |
| 1.2.1 | Objetivo Geral | 16 |
| 1.2.2 | Objetivos Específicos | 16 |
| 1.3 | JUSTIFICATIVA | 16 |
| 1.4 | DELIMITAÇÃO..... | 17 |
| 1.5 | ESTRUTURA DO TRABALHO..... | 17 |
| 2 | REFERENCIAL TEÓRICO | 19 |
| 2.1 | AEROGERADOR..... | 19 |
| 2.2 | SISTEMA DE PITCH NO AEROGERADOR (<i>PITCH CONTROL</i>)..... | 22 |
| 2.3 | SISTEMA DE YAW NO AEROGERADOR..... | 23 |
| 2.3.1 | Componentes do sistema de yaw | 24 |
| 2.3.2 | Controle e operação | 25 |
| 2.4 | DESALINHAMENTO DE YAW..... | 26 |
| 2.5 | CURVAS DE POTÊNCIA..... | 30 |
| 2.6 | SISTEMA SCADA..... | 31 |
| 2.7 | MEDIÇÕES DE DESEMPENHO NO PARQUE EÓLICO..... | 32 |
| 2.7.1 | Potência instalada | 33 |
| 2.7.2 | Produção de energia | 33 |
| 2.7.3 | Produção Anual de Energia (AEP) | 34 |
| 2.7.4 | Fator de capacidade | 35 |
| 2.7.5 | Melhorias na curva de potência | 35 |
| 3 | METODOLOGIA | 36 |
| 3.1 | CONTEXTO DA PESQUISA..... | 36 |
| 3.2 | COLETA DE DADOS | 37 |
| 3.3 | ETAPAS DA PESQUISA..... | 38 |
| 3.3.1 | Compreensão do problema e dos dados | 38 |
| 3.3.2 | Modelagem e análise dos dados | 38 |
| 3.3.3 | Validação do método | 39 |
| 3.3.4 | Estimar o impacto na <i>Annual Energy Production (AEP)</i> | 39 |
| 3.3.5 | Estimar o impacto financeiro | 40 |

| | | |
|----------|---|-----------|
| 4 | MÉTODO PROPOSTO | 42 |
| 4.1 | COLETA E CONJUNTO DOS DADOS | 42 |
| 4.2 | PRÉ-PROCESSAMENTO DOS DADOS | 44 |
| 4.2.1 | Ângulo de <i>Pitch</i> | 44 |
| 4.2.2 | Velocidade do vento | 45 |
| 4.2.3 | Vento com direção predominante no parque | 46 |
| 4.2.4 | Tamanho do <i>bin</i> de velocidade do vento | 48 |
| 4.2.5 | Modulação do sistema <i>yaw</i> | 49 |
| 4.2.6 | Remoção de outliers por desvio absoluto mediano | 50 |
| 4.2.7 | Parâmetros adicionais..... | 51 |
| 4.3 | CÁLCULO DO DESALINHAMENTO ESTÁTICO | 52 |
| 5 | RESULTADOS | 57 |
| 5.1 | DOS AEROGERADORES COM AJUSTES EM CAMPO | 57 |
| 5.2 | IMPACTO NA AEP PARA O PARQUE | 63 |
| 5.3 | CONSIDERAÇÕES..... | 65 |
| 6 | CONCLUSÃO | 67 |
| | REFERÊNCIAS | 69 |

1 INTRODUÇÃO

Nas últimas décadas, o crescimento populacional e o aumento da urbanização impulsionaram uma demanda energética sem precedentes (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2021), pressionando a necessidade de fontes de energia mais sustentáveis e eficientes. Nesse contexto, as energias renováveis, em especial a energia eólica, ganham destaque como alternativas estratégicas para a diversificação das matrizes energéticas e a mitigação dos impactos ambientais associados ao uso de combustíveis fósseis (Goldemberg; Lucon, 2007).

A energia eólica, proveniente da conversão da energia cinética dos ventos em eletricidade, tem apresentado crescimento expressivo em diversos países (GWEC, 2023), impulsionada por avanços tecnológicos e políticas públicas de incentivo (PROINFA, Lei n.º 10.438/2002; Cunha *et al.*, 2017; Parea, 2022).

Apesar da expansão acelerada da energia eólica nos últimos anos, os empreendimentos do setor ainda enfrentam desafios relevantes relacionados à sua viabilidade econômica e operacional. O setor convive com margens operacionais cada vez mais restritas, resultado não apenas do aumento dos custos de operação e manutenção — influenciados por fatores como a valorização do dólar e a inflação global (IRENA, 2022) —, mas também do encerramento progressivo dos contratos de longo prazo firmados sob condições mais favoráveis de preço, como os primeiros *Power Purchase Agreements* (PPAs). A substituição desses contratos por mecanismos de comercialização no mercado livre ou por novos leilões, geralmente com preços mais competitivos, tem pressionado ainda mais a rentabilidade dos empreendimentos.

No Brasil, há ainda que se considerar as diretrizes do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), que impõem limitações de despacho em determinados períodos, com o objetivo de preservar a estabilidade do sistema elétrico. Essas restrições impedem o aproveitamento pleno do recurso eólico disponível, reduzindo a energia comercializada e, conseqüentemente, a receita dos empreendimentos (ONS, 2023). Diante dessas limitações econômicas e operacionais, destaca-se a importância de estratégias que contribuam para o aumento da eficiência e da confiabilidade dos aerogeradores, com o objetivo de preservar a competitividade dos projetos eólicos.

Para a máxima eficiência, o aerogerador deve operar sempre alinhado à direção do vento incidente. Essa função é desempenhada pelo sistema de *yaw*,

responsável por orientar a nacelle de modo a manter o rotor alinhado ao vento. Quando esse alinhamento não é mantido, ocorre o desalinhamento de *yaw*, que pode ser classificado em componentes dinâmicos e estáticos. O componente dinâmico refere-se ao desalinhamento momentâneo que ocorre devido ao atraso na resposta do sistema de controle da turbina ou à distorção do fluxo de vento causada pelas pás, e tende a oscilar constantemente em torno do eixo ideal de alinhamento (DU *et al.*, 2021). Já o componente estático — resultante de erros de calibração, deformações estruturais ou desvios persistentes no sistema de medição da direção do vento — é especialmente relevante por comprometer de forma contínua o desempenho da turbina ao longo do tempo (Gao *et al.*, 2022; Du *et al.*, 2021).

Estima-se que, para desalinhamentos médios de 15° , as perdas energéticas anuais podem alcançar até 13% (Jing *et al.*, 2020), além do aumento de cargas estruturais e da aceleração da fadiga dos componentes (Urbán *et al.*, 2019). Tais impactos comprometem não apenas a eficiência, mas também a confiabilidade e a vida útil dos equipamentos. Estudos indicam que o desalinhamento de *yaw* pode impactar mais severamente o desempenho das turbinas eólicas do que outros fenômenos comumente considerados críticos, como esteiras aerodinâmicas (*wakes*), turbulência (*turbulence*), sombreamento da torre (*tower shadow*) e cisalhamento vertical do vento (*vertical wind shear*) (Fadaeinedjad *et al.*, 2009; Jeong *et al.*, 2013; Mohammadi *et al.*, 2018).

1.1 PROBLEMA

A identificação do desalinhamento estático de *yaw*, sobretudo em pequenos ângulos, constitui um desafio relevante, pois o próprio aerogerador não dispõe de redundância para essa medição, de forma que se o sensor não estiver bem calibrado, a máquina irá operar em desalinhamento. Estudos de campo demonstraram que aerogeradores podem operar com desvios da ordem de 4° sem detecção imediata, sendo que casos mais severos reportaram desalinhamentos de até 35° antes de qualquer correção (Urbán *et al.*, 2019; Jing *et al.*, 2020). Esse fenômeno é relativamente comum em parques eólicos, mas a identificação de desalinhamentos leves é dificultada porque as diferenças de desempenho são pequenas e facilmente mascaradas pelas variabilidades normais do vento e da operação. Apenas quando o

desalinhamento atinge níveis mais elevados é que os impactos se tornam evidentes na curva de potência da máquina (Du *et al.*, 2021; Gao *et al.*, 2022).

Métodos avançados de detecção do desalinhamento, como o uso de LIDAR (*Light Detection and Ranging*), têm mostrado resultados promissores em ambientes de pesquisa (Bakshi, 2019) mas, na prática, são financeiramente inviáveis para a operação e manutenção de parques eólicos em larga escala. O alto custo associado a essas tecnologias, somado à complexidade de sua implementação e à necessidade de infraestrutura especializada, torna a detecção de desalinhamentos uma questão difícil de ser resolvida de maneira eficaz em condições reais de operação. Essa condição tem impulsionado o desenvolvimento de métodos baseados exclusivamente em dados operacionais (Du *et al.*, 2021; Gao *et al.*, 2022).

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo Geral

Estimar o impacto do desalinhamento estático de *yaw* na geração de energia de um parque eólico.

1.2.2 Objetivos Específicos

Destacam-se os seguintes objetivos específicos:

- a) desenvolver um método para quantificar o desalinhamento estático de *yaw* com base em dados de operação;
- b) verificar a eficácia do método proposto;
- c) estimar o impacto energético na Produção Anual de Energia associado ao desalinhamento para o parque;
- d) estimar o impacto financeiro associado ao desalinhamento para o parque.

1.3 JUSTIFICATIVA

Embora o desalinhamento de *yaw* seja reconhecido como uma causa de subdesempenho em aerogeradores, a literatura aponta que métodos robustos para

sua detecção e correção ainda estão em desenvolvimento, especialmente quando restritos ao uso de dados de *Supervisory Control And Data Acquisition* (SCADA) (Energies, 2024; Jing *et al.*, 2020). O custo elevado de sensores adicionais, como LiDARs, e a necessidade de soluções escaláveis tornam as abordagens baseadas em dados uma alternativa promissora para diagnóstico. Nesse contexto, este estudo busca contribuir para o aprimoramento das práticas de monitoramento e manutenção de parques eólicos, ao desenvolver uma metodologia de identificação do desalinhamento estático de *yaw* com potencial de reduzir perdas energéticas sem acréscimo de infraestrutura de medição.

Essa necessidade se torna ainda mais evidente no contexto da empresa na qual este estudo é conduzido, que passa por um processo de internalização da operação e manutenção (O&M) e demanda soluções automatizadas e escaláveis para apoiar suas análises de engenharia.

1.4 DELIMITAÇÃO

Este estudo se concentra exclusivamente na análise do desalinhamento estático de *yaw* de uma amostra de 21 aerogeradores de um parque eólico operado por uma empresa de geração de energia no Brasil. A investigação utiliza dados operacionais históricos extraídos de um sistema SCADA, referentes ao período de abril a junho de 2025. O escopo do trabalho está restrito à quantificação do desalinhamento por meio de modelagem computacional baseada em regressão não linear aplicada à curva de potência em função do ângulo de *yaw*. Não são considerados neste trabalho os efeitos do desalinhamento dinâmico, tampouco são utilizados sensores adicionais como LiDARs ou anemômetros externos. As análises foram aplicadas apenas aos aerogeradores que apresentaram volume e qualidade de dados suficientes para o processamento estatístico e para a estimativa do impacto energético e financeiro associado.

1.5 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho está estruturado em seis capítulos principais. O Capítulo 1 apresenta a introdução ao tema, abordando o contexto e o problema de pesquisa, o

objetivo geral e específicos, a justificativa, a delimitação do estudo e a organização geral do trabalho.

O Capítulo 2 compreende o referencial teórico, no qual são discutidos os fundamentos da energia eólica, o funcionamento de aerogeradores, as curvas de potência, o desalinhamento de *yaw*, o sistema SCADA e os métodos de medição de desempenho utilizados em parques eólicos. O Capítulo 3 descreve a metodologia adotada, apresentando a empresa onde o estudo foi aplicado, as etapas de coleta e pré-processamento dos dados e a abordagem computacional utilizada.

O Capítulo 4 detalha o método proposto para a identificação do desalinhamento estático de *yaw* e a estimativa de seus impactos energéticos e financeiros. O Capítulo 5 apresenta os resultados obtidos a partir da aplicação do método desenvolvido, bem como a análise de seu desempenho.

Por fim, o Capítulo 6 reúne as conclusões do trabalho, destacando as contribuições alcançadas e apontando perspectivas para pesquisas futuras

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 AEROGERADOR

Aerogeradores são equipamentos projetados para extrair a energia cinética presente nos ventos e convertê-la em energia elétrica, desempenhando papel central na geração de energia eólica em larga escala. O princípio de funcionamento de um aerogerador envolve a captação do vento pelas pás do rotor, a conversão da energia mecânica de rotação em energia elétrica por meio do gerador e a integração desse sistema à rede elétrica para distribuição da energia produzida (Burton *et al.*, 2011).

No contexto do monitoramento de performance e avaliação de eficiência, é fundamental compreender o potencial teórico de extração de energia do vento. Esse potencial pode ser estimado pela Equação 1, conhecida como Equação de Potência do Aerogerador (Burton *et al.*, 2011):

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

em que:

P - potência gerada (W);

ξ – rendimento global do sistema;

C_p – coeficiente de potência do aerogerador, indicador da eficiência na conversão da energia do vento em energia mecânica;

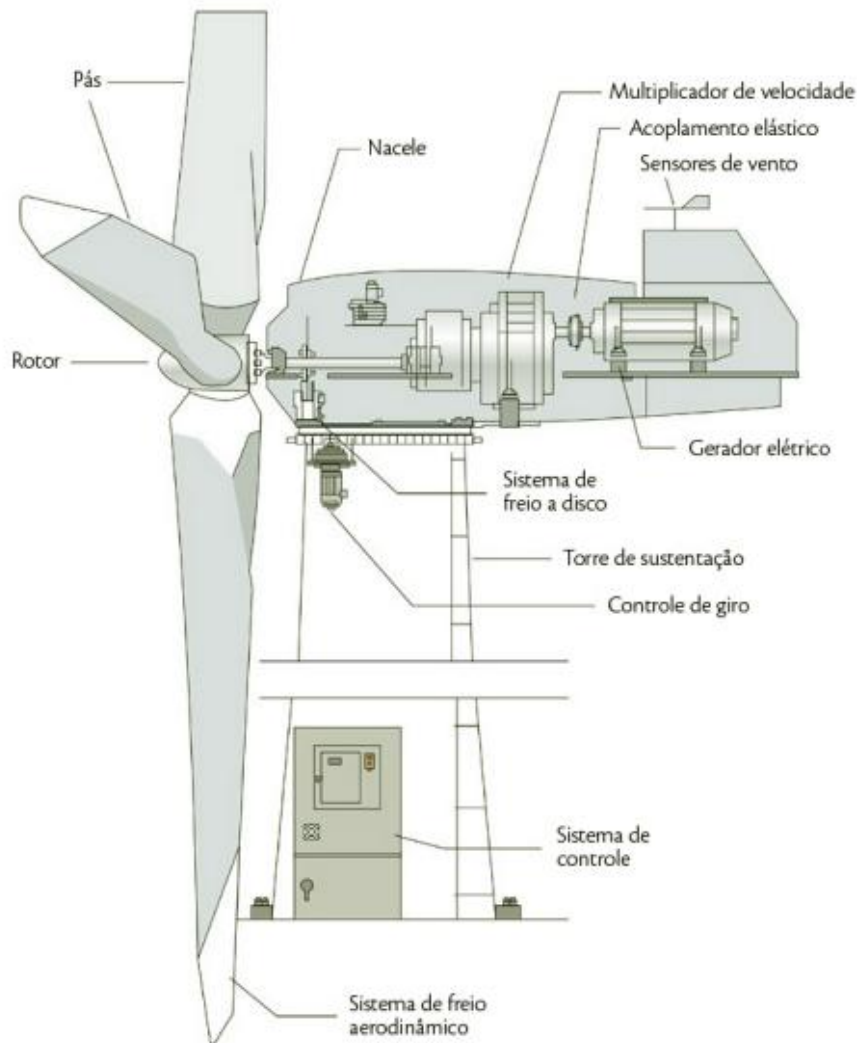
ρ – densidade do ar, em quilogramas por metro cúbico (kg/m³);

A – área varrida pelas pás do motor (m²);

V_o – velocidade do vento incidente nas pás, em metros por segundo (m/s).

A configuração usual em turbinas eólicas modernas combina eixo horizontal, três pás e transmissão via multiplicadora; a Figura 1 indica os componentes do conjunto:

Figura 1 – Componentes de um aerogerador



Fonte: COTESA (2023).

- a) torre de sustentação, estrutura responsável por elevar o rotor e a nacelle a uma altura adequada. Normalmente é tubular e fabricada em aço, embora existam projetos em concreto. A torre suporta o peso dos componentes superiores e as cargas de vento incidentes, possuindo escada ou elevador interno para acesso de manutenção;
- b) rotor, conjunto formado pelo cubo e pelas pás, que são perfis aerodinâmicos projetados para capturar a energia cinética do vento por meio da força de sustentação. O movimento do vento faz o rotor girar, transmitindo torque ao eixo principal. As pás modernas são fabricadas em materiais compósitos, como fibra de

vidro e resina epóxi, e podem atingir dezenas de metros de comprimento;

- c) nacelle, carenagem localizada no topo da torre de sustentação, abriga os principais sistemas mecânicos e elétricos do aerogerador, como o eixo principal, o multiplicador de velocidade, o acoplamento elástico, o gerador elétrico e os sensores de vento. Também contém os sistemas auxiliares, como o sistema de freio a disco, o controle de giro e o sistema de orientação (*yaw*);
- d) multiplicador de velocidade e acoplamento elástico, o eixo principal transmite o torque gerado pelo rotor ao multiplicador de velocidade, que eleva a rotação para valores compatíveis com o gerador elétrico. O acoplamento elástico, instalado entre o eixo e a multiplicadora, tem a função de absorver vibrações e desalinhamentos, reduzindo esforços mecânicos no sistema;
- e) gerador elétrico: componente responsável por converter a energia mecânica de rotação em energia elétrica. É acionado pela saída do multiplicador de velocidade e conectado aos sistemas eletrônicos de potência, que ajustam a frequência e a tensão da energia antes de sua integração à rede elétrica;
- f) sistemas de controle, segurança e medição: conjunto de subsistemas que garantem a operação otimizada e segura do aerogerador. Inclui os sensores meteorológicos, como anemômetros (medem a velocidade do vento) e birutas/veletas (medem a direção do vento), cujo sinal é utilizado pelo controlador para acionar o sistema de orientação (*yaw*) da nacelle. Inclui também o sistema de passo das pás (*pitch control*), que ajusta o ângulo de ataque das pás (conforme detalhado adiante), além de sistemas de freio – tanto aerodinâmico (via estol ou *feathering* das pás) quanto mecânico (freios de disco acoplados ao eixo de alta velocidade, usados principalmente como redundância em paradas de emergência). Toda turbina possui uma unidade de controle eletrônica (controlador central/SCADA) que monitora variáveis de operação (vento, potência, rotações, cargas) e atua nos

subsistemas (yaw, pitch, gerador, freios) para manter a operação dentro dos parâmetros projetados.

2.2 SISTEMA DE PITCH NO AEROGERADOR (*PITCH CONTROL*)

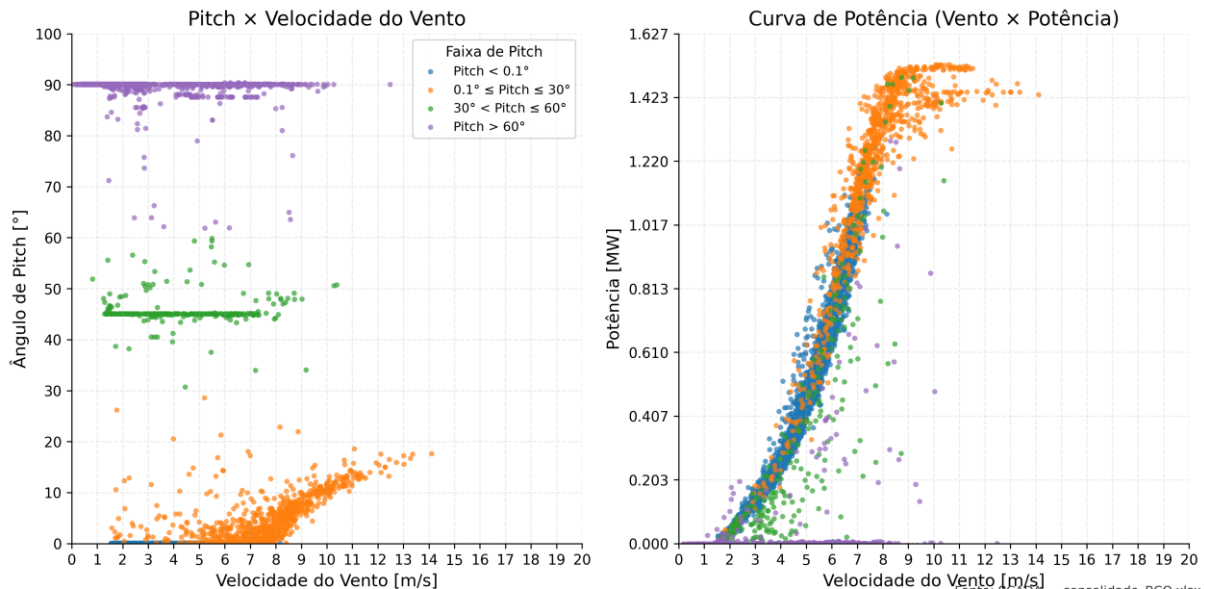
O sistema de *pitch* ajusta o ângulo de passo das pás em relação ao vento, controlando o ângulo de ataque e, conseqüentemente, a quantidade de energia extraída. Em ventos abaixo da velocidade nominal (quando o aerogerador atinge potência máxima), as pás permanecem próximas de 0° (em ataque). Quando o vento ultrapassa a velocidade nominal, o sistema gira as pás progressivamente em direção a bandeira (*feathering*), reduzindo a sustentação e mantendo a potência gerada no patamar de projeto. Além disso, em condições extremas ou paradas de emergência, o *pitch* atua como freio aerodinâmico, girando as pás para quase 90° em relação ao fluxo e permitindo a desaceleração segura do rotor (BURTON *et al.*, 2011; URBÁN *et al.*, 2019).

No contexto deste trabalho, compreender o funcionamento do sistema de *pitch* é relevante porque sua atuação influencia diretamente a forma da curva de potência usada para detectar desalinhamentos de *yaw*. Em ventos fortes, por exemplo, o controle de potência passa a ser dominado pelo *pitch*, o que pode mascarar ou interferir na avaliação dos efeitos do desalinhamento estático. Assim, ao analisar os dados SCADA e modelar as perdas energéticas, é necessário considerar a lógica de atuação do *pitch* para que as estimativas de ganhos potenciais após a correção de *yaw* sejam realistas.

A Figura 2 reúne dois painéis. À esquerda, o diagrama ângulo de *pitch* × velocidade do vento está colorido conforme o regime: azul indica operação em ataque, com *pitch* próximo de 0° ; laranja marca a atuação do *pitch* para regular a potência à medida que a velocidade cresce, predominando acima da faixa de transição até a nominal; verde corresponde a condição limitada por restrição externa (p. ex., ONS) ou por proteção/avaria da máquina, em que a referência de potência não reflete o regime nominal; quando presente, o roxo indica ângulo de bandeira. À direita, na curva de potência (vento × potência), observa-se a rampa até o platô nominal formada pelos pontos azuis/laranjas, enquanto os pontos verdes se distribuem abaixo do patamar por efeito da limitação. Essa leitura orienta o tratamento dos dados, distinguindo

amostras úteis para avaliação de desalinhamento das amostras sob controle/limitação.

Figura 2- Dispersão ângulo de *pitch* × velocidade do vento e curva de potência, segmentadas por regime operacional



Fonte: Autor (2025).

2.3 SISTEMA DE YAW NO AEROGERADOR

O sistema de *yaw* é o mecanismo responsável por ajustar continuamente a orientação da nacele do aerogerador de modo que o rotor permaneça alinhado com a direção predominante do vento. Esse alinhamento é fundamental para que a turbina opere com máxima eficiência, uma vez que a conversão da energia cinética do vento em energia elétrica depende diretamente do ângulo de incidência do fluxo de ar sobre as pás do rotor (PEI *et al.*, 2018).

Quando corretamente alinhado, o aerogerador é capaz de extrair o máximo potencial energético disponível no vento, o que contribui diretamente para o desempenho da usina como um todo. A atuação do sistema de *yaw* também reduz variações indesejadas na carga aerodinâmica das pás, garantindo um funcionamento mais estável do rotor. Isso é particularmente importante em ambientes com ventos instáveis ou em parques com interferência entre turbinas, onde a direção do vento pode sofrer flutuações frequentes (BURTON *et al.*, 2011).

Assim, o sistema de *yaw* assume um papel central na estratégia de controle da turbina, integrando-se ao sistema supervisor e aos algoritmos de controle de

potência. Sua função é tanto operacional — ao garantir o melhor aproveitamento energético — quanto estrutural, ao contribuir para a estabilidade dinâmica da máquina. Em conjunto com os sistemas de pitch e controle de velocidade, o yaw representa um dos pilares fundamentais da operação segura e eficiente de aerogeradores modernos (BURTON *et al.*, 2011).

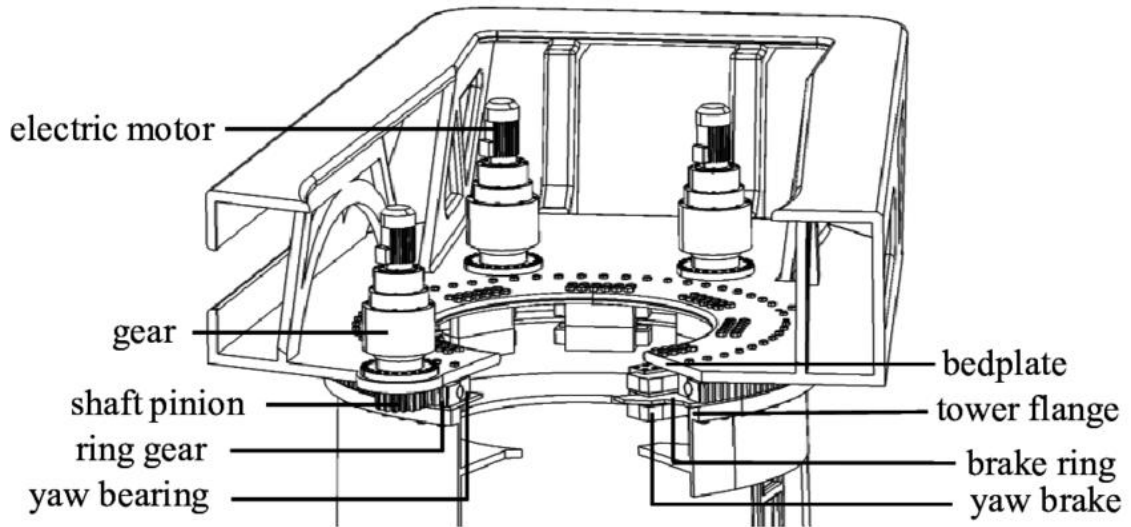
2.3.1 Componentes do sistema de yaw

O sistema de yaw é composto por um conjunto de componentes eletromecânicos que atuam de forma coordenada para garantir o correto alinhamento da nacele com a direção do vento. Os principais elementos que o constituem são: o sensor de direção do vento (*wind vane*), o anemômetro (*anemometer*), o controlador de yaw (*yaw controller*), os motores elétricos (*electric motors*), o conjunto de engrenagens redutoras (*gears*) e a coroa de giro (*yaw bearing*) (Burton *et al.*, 2011).

O sensor de direção do vento (*wind vane*), geralmente localizado na extremidade superior da nacele, é responsável por captar a orientação do vento incidente. Essa informação, em conjunto com a medida de velocidade fornecida pelo anemômetro (*anemometer*), é enviada ao controlador de yaw (*yaw controller*), que processa os dados e determina se há necessidade de realinhamento da turbina. Caso o desalinhamento exceda o valor limite definido, o controlador envia comandos aos motores de yaw (*electric motors*), acionando-os no sentido necessário (Manwell; McGowan; Rogers, 2010).

A Figura 3 ilustra, de forma esquemática, os principais componentes do sistema de yaw em aerogeradores modernos. Os motores de yaw (*electric motors*) — normalmente elétricos, embora existam configurações hidráulicas — são os responsáveis por movimentar fisicamente a nacele ao longo de um plano horizontal. Essa movimentação ocorre sobre um sistema de rotação que inclui a coroa dentada (*ring gear*) acoplada à torre do aerogerador e uma série de pinhões (*shaft pinions*) conectados aos motores, que permitem o giro controlado da nacele. Em conjunto com o sistema de frenagem (*yaw brake*), apoiado no anel de freio (*brake ring*), esses componentes asseguram que a posição da nacele seja mantida até que um novo ajuste seja necessário.

Figura 3 - Componentes do sistema de yaw em aerogeradores



Fonte: Hao, Rodriguez e Jonkers (2022).

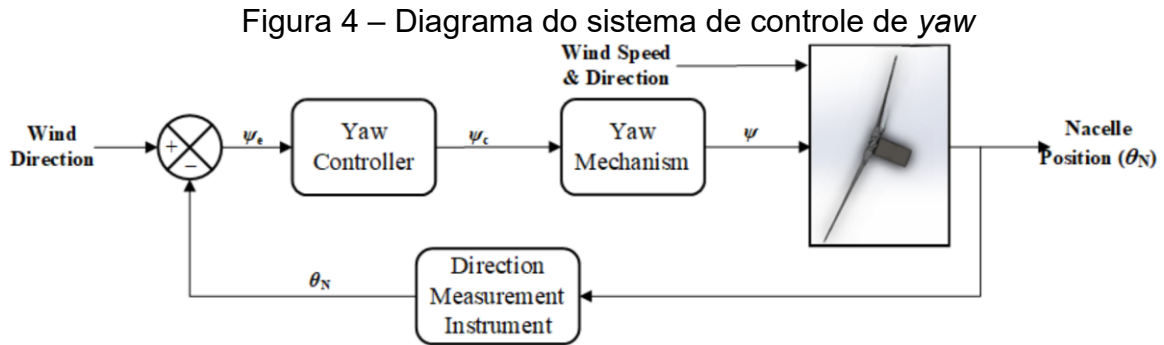
2.3.2 Controle e operação

A operação do sistema de yaw é governada por uma lógica de controle embarcada no sistema supervisor da turbina, que visa garantir o alinhamento eficaz da nacela com a direção predominante do vento, ao mesmo tempo em que evita desgastes excessivos decorrentes de acionamentos desnecessários. Para isso, são adotadas faixas de tolerância para o desalinhamento angular, conhecidas como zonas mortas (*deadbands*), dentro das quais o sistema permanece inativo mesmo diante de pequenos desvios (Jing *et al.*, 2020).

Estudos reportam valores típicos em torno de $\pm 8^\circ$, podendo alcançar até $\pm 15^\circ$, de modo a evitar acionamentos excessivos e o consequente desgaste dos componentes (Laks; Pao; Wright, 2011; Control Global, 2024). Uma vez ultrapassado esse limite, o controlador aciona os motores de yaw para reposicionar a nacela, interrompendo a movimentação assim que o alinhamento retorna a uma faixa reduzida, geralmente de alguns graus em torno da direção predominante do vento.

A Figura 4 apresenta um diagrama simplificado da arquitetura de controle do sistema de yaw. O processo inicia-se com a medição da direção do vento, obtida pelo sensor instalado na nacela (*Direction Measurement Instrument*). Esse valor é comparado com a posição angular atual da nacela (θ_N), gerando um erro de desalinhamento (ψ_e). O sinal de erro é então processado pelo controlador de yaw (*Yaw Controller*), que, caso ultrapasse os limites de tolerância estabelecidos, envia

comandos ao mecanismo de *yaw* (*Yaw Mechanism*). Esse mecanismo, acionado pelos motores e engrenagens, promove a rotação da nacele até que ela volte a se alinhar à direção predominante do vento. Durante o processo, variáveis de realimentação como a posição da nacele e as condições do vento (velocidade e direção) são constantemente atualizadas no sistema, fechando o ciclo de controle.



Fonte: Palanimuthu, Kim e Lee (2022).

2.4 DESALINHAMENTO DE YAW

O ângulo entre o eixo de rotação do rotor e a direção do vento incidente é definido como desalinhamento de *yaw* ou, em inglês, *yaw error* (θ_{ye}) para uma turbina eólica de eixo horizontal. Durante a operação de turbinas eólicas, diferentes fatores podem ocasionar desalinhamentos de *yaw*, como estratégias de controle inadequadas, distorções no escoamento do ar ou falhas no sensor de direção do vento. Esses desalinhamentos são classificados em duas categorias: dinâmicos, quando resultam de atrasos na resposta do sistema de controle ou de variações transitórias do fluxo de ar, e estáticos, quando decorrem de erros de calibração, deformações estruturais que representam desvios persistentes no sistema de medição (Du *et al.*, 2021; Gao *et al.*, 2022). O desalinhamento de *yaw* é dado pela Equação 2:

$$\theta_{ye} = \theta_d - \theta_s \quad (2)$$

em que:

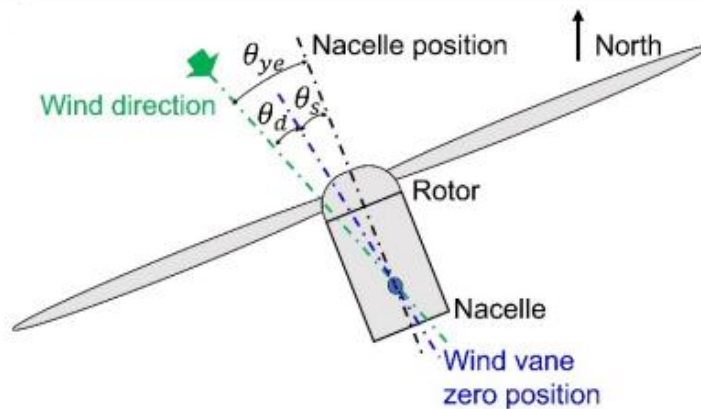
θ_{ye} - ângulo entre o eixo de rotação do rotor e a direção do vento incidente;

θ_d - ângulo de desalinhamento estático;

θ_s - ângulo de desalinhamento dinâmico

A Figura 5 apresenta de forma esquemática a ocorrência de um desalinhamento de *yaw*. O vento incidente chega pela direção indicada em verde, mas a nacelle encontra-se momentaneamente desalinhada, resultando em um ângulo total de erro (θ_{ye}). Esse ângulo é composto por uma parcela estática (θ_s), associada ao desalinhamento de *yaw* e por uma parcela dinâmica (θ_d).

Figura 5 - Diagrama esquemático ilustrando um exemplo de desalinhamento de *yaw*



Fonte: Gao *et al.* (2021).

Segundo Li *et al.* (2025), o desalinhamento dinâmico é caracterizado por variações transitórias e oscilatórias no alinhamento entre a nacelle e a direção do vento, frequentemente associadas a flutuações turbulentas, atrasos na resposta do sistema de controle ou interferências aerodinâmicas no sensor de vento. Trata-se de um fenômeno intrinsecamente estocástico, que tende a oscilar em torno de uma média idealmente nula. Jing *et al.* (2020) ressalta que esse desalinhamento ocorre mesmo em turbinas com sensores em bom estado, sendo fortemente influenciado pelo regime de vento e pela estratégia de controle adotada.

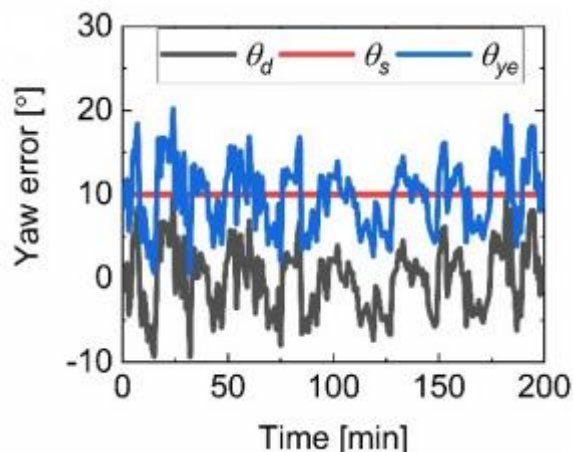
Segundo Li *et al.* (2025), o desalinhamento estático é caracterizado por um desvio sistemático e persistente entre a orientação da nacelle e a direção real do vento. Esse erro ocorre mesmo sob condições estáveis de operação e decorre, em geral, de falhas de calibração, instalação incorreta do sensor de direção do vento ou degradação de componentes que desloca o ponto zero de referência. Na literatura, o desalinhamento estático também é denominado *zero-point shifting* do sensor de *yaw* (Pei *et al.*, 2018). Ao contrário do erro dinâmico, que oscila em torno de média nula (associado à variabilidade do vento), o erro estático se manifesta como um viés

constante que desloca toda a curva de potência para um novo centro angular, reduzindo a eficiência de conversão de energia (Jing *et al.*, 2020).

A presença desse erro é particularmente prejudicial, pois não é compensada pelo controle de *yaw*. Isso ocorre porque o desalinhamento estático está associado à calibração incorreta do sensor de direção do vento instalado na nacela. Quando o sensor se encontra rotacionado em relação ao eixo real da máquina, ele interpreta que a orientação está correta, mesmo havendo um desvio real entre a direção do vento e o eixo do rotor. Dessa forma, o sistema de controle mantém o aerogerador permanentemente desalinhado, o que permanece invisível aos sistemas supervisórios convencionais e resulta em perdas acumuladas de energia ao longo do tempo — foco principal deste estudo (Jing *et al.*, 2020).

A Figura 6, apresenta uma série temporal com erro estático de *yaw* de 10°, evidenciando a defasagem constante entre a orientação da nacela e a direção do vento ao longo do tempo. Nesse estudo, os autores analisaram diferentes métodos de correção de desalinhamentos em aerogeradores utilizando dados operacionais. O gráfico ilustra a característica fundamental do desalinhamento estático: a presença de um desvio persistente e invariável no tempo, em contraste com o desalinhamento dinâmico, que se manifesta de forma oscilatória e é intrínseco a todo aerogerador.

Figura 6 – Exemplo de série temporal com erro estático de *yaw* de 10 graus.



Fonte: Gao *et al.* (2021).

Segundo Gao *et al.* (2021), a relação entre o desalinhamento de *yaw* e a potência gerada pelo aerogerador pode ser descrita por uma função cosseno, que

modela a perda de eficiência em função do ângulo de desvio. A Equação 3 apresenta essa relação matemática:

$$P \approx \cos^\alpha(\theta - \theta_s) \quad (3)$$

em que:

P - ângulo de direção do vento incidente;

θ - ângulo de orientação da nacela;

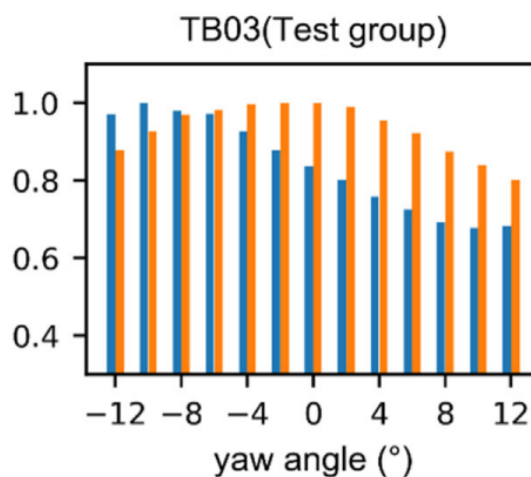
θ_s - desalinhamento estático;

α - expoente ajustável.

Essa modelagem assume que a máxima potência ocorre quando ($\theta_s = \theta$), ou seja, quando a turbina está alinhada com a direção real do vento. Essa equação permite relacionar a perda de potência associada ao desalinhamento, sendo aplicável em análises baseadas em dados SCADA.

Visualizamos esses efeitos em Jing *et al.* (2020), que desenvolvem um método a partir dessa relação e testam os ajustes. A Figura 7 apresenta a potência normalizada por ângulo de yaw antes (azul) e depois (laranja) da calibração do erro estático. No gráfico observa-se que, antes da calibração, o pico da curva (máxima potência) não ocorre em 0° , indicando viés θ_s ; após a calibração, a distribuição se recentra em 0° , em conformidade com $\hat{P} = \cos^\alpha(\theta - \theta_s)$.

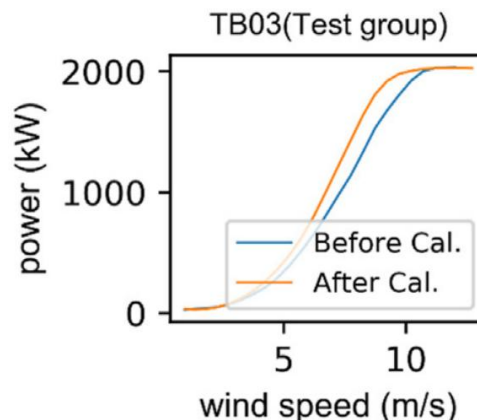
Figura 7 - Potência normalizada por ângulo de yaw antes e depois da calibração do erro estático



Fonte: Gao *et al.* (2021).

A Figura 8 mostra, para a turbina TB03, a curva de potência medida antes (azul) e depois (laranja) da calibração do desalinhamento estático de yaw. Após o ajuste, a curva se desloca para cima e levemente à esquerda na região de rampa, indicando maior potência para as mesmas velocidades de vento e alcance do patamar nominal em velocidade menor, em linha com o efeito esperado da remoção do viés angular.

Figura 8 - Curvas de potência da TB03 antes e depois da calibração

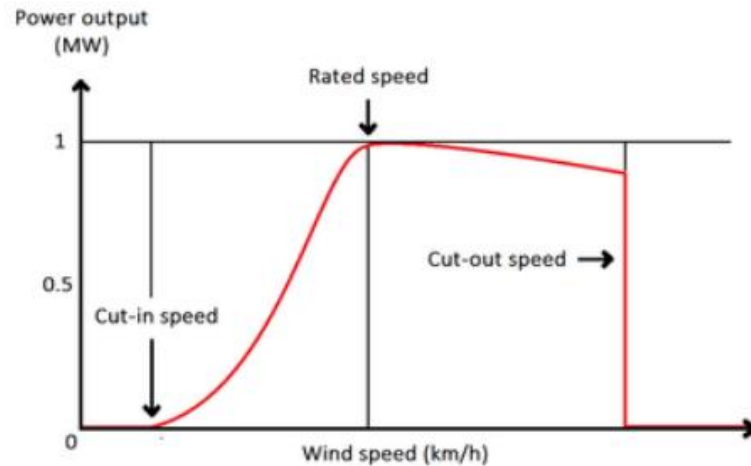


Fonte: Autor (2025).

2.5 CURVAS DE POTÊNCIA

Conforme a IEC (2005), a caracterização do desempenho de aerogeradores baseia-se na curva de potência (CP) e na estimativa anual de produção (EAP). A curva de potência representa, em regime permanente, a ligação entre a potência elétrica entregue e a velocidade do vento, como na Figura 9. Três zonas de velocidades são fundamentais: a velocidade de início de operação (*cut-in speed*), que é a mínima para que o aerogerador comece a gerar energia; a velocidade nominal (*rated speed*), na qual o aerogerador atinge sua potência máxima projetada; e a velocidade de desligamento (*cut-out speed*), que é a máxima permitida para operação segura, acima da qual o equipamento é desligado para evitar danos (Burton *et al.*, 2011).

Figura 9 – Curva de potência de um aerogerador



Fonte: Windbox (2020).

Para aerogeradores modernos, as normas da *International Electrotechnical Commission* (IEC) recomendam registrar vento e potência em médias de 10 min, a fim de garantir consistência estatística na avaliação de desempenho (International Electrotechnical Commission, 2017; International Electrotechnical Commission, 2013). A partir desses dados, a curva de potência é utilizada na fase de projeto para estimar a Produção Anual de Energia (AEP) e, na operação, como referência para monitoramento de performance e detecção de desvios operacionais (International Electrotechnical Commission, 2017).

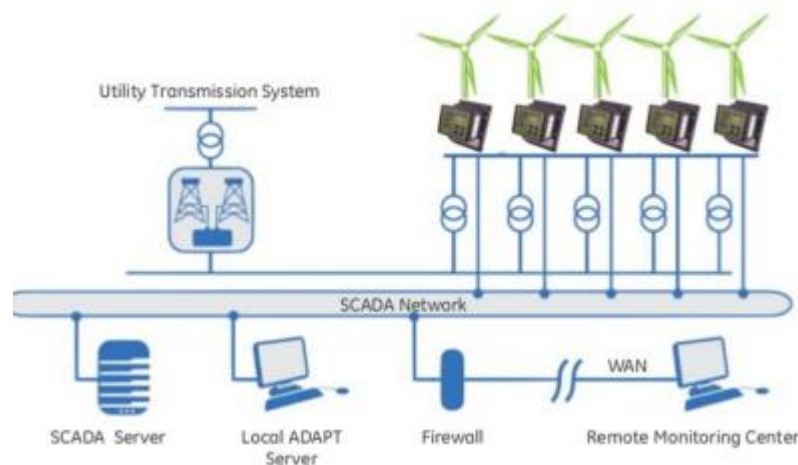
As normas IEC 61400-12-1 e IEC 61400-12-2 estabelecem, respectivamente, os procedimentos para caracterização da curva de potência com base em torres anemométricas e em anemometria na nacele (International Electrotechnical Commission, 2017).

2.6 SISTEMA SCADA

Conforme Stouffer *et al.* (2006), sistemas SCADA realizam supervisão e controle de ativos geograficamente distribuídos, apoiados por aquisição e armazenamento centralizados. A solução permite o monitoramento remoto de aerogeradores, subestações e torres anemométricas, contemplando registros de vento (velocidade/direção), produção, temperaturas, pressões, parâmetros operacionais e condições de estado.

A Figura 10 ilustra, de forma esquemática, a arquitetura típica de um sistema SCADA aplicado a parques eólicos. Observa-se que os sinais provenientes dos sensores instalados nos aerogeradores, subestações e torres anemométricas são transmitidos para uma central local, onde ocorre a aquisição e armazenamento inicial dos dados. Em seguida, essas informações são encaminhadas para o centro de controle remoto, permitindo que os operadores realizem o monitoramento em tempo real, configurem parâmetros operacionais e identifiquem condições anômalas.

Figura 10 – Arquitetura de um sistema SCADA



Fonte: adaptado de Pedrosa (2016).

2.7 MEDIÇÕES DE DESEMPENHO NO PARQUE EÓLICO

A medição de desempenho é amplamente discutida na literatura de gestão como um elemento fundamental para o controle e aprimoramento dos processos organizacionais. Mais do que uma ferramenta de monitoramento, ela deve ser entendida como um sistema integrado de gestão, capaz de transformar dados em informações estratégicas para subsidiar decisões. Autores como Attadia e Martins (2003) ressaltam que esse sistema deve capturar dados relevantes, analisá-los e apresentá-los de maneira que apoiem não apenas o controle, mas também a aprendizagem organizacional e a melhoria contínua.

Um sistema de indicadores bem estruturado permite acompanhar o progresso em direção à excelência operacional e identificar rapidamente desvios que possam comprometer o desempenho global da organização (Martins *et al.*, 1998). Para isso, é essencial que as medidas de desempenho tenham valor prático, sendo simples,

úteis, fáceis de implementar e ajustadas aos objetivos estratégicos de cada momento (Neely, 1998; Hronec, 1994). Nesse sentido, a formulação de uma medida deve considerar aspectos como a definição clara do indicador, a fórmula de cálculo, a frequência de coleta e a confiabilidade das fontes de dados, garantindo que os resultados possam efetivamente orientar a gestão (Neely *et al.*, 1995; Martins, 2002).

No contexto deste trabalho, as medições de desempenho em parques eólicos constituem uma referência para avaliação da eficiência operacional das turbinas. Tais medições permitem identificar desvios em relação à curva de potência de referência, estimar a AEP e apoiar estratégias de manutenção. Além disso, o acompanhamento dos indicadores possibilita quantificar os ganhos de performance obtidos após a identificação de desalinhamentos e a execução dos ajustes corretivos, fornecendo evidências objetivas do retorno das ações de manutenção.

2.7.1 Potência instalada

A Potência Instalada é a capacidade máxima de geração de energia elétrica de um aerogerador em condições ideais de vento e operação. Representada em kilowatts (kW) ou megawatts (MW), ela é definida pelo projeto da máquina e limita a quantidade de potência elétrica que pode ser convertida a partir da energia cinética do vento. Por exemplo, uma turbina com potência instalada de 2 MW é capaz de gerar até 2 megawatts instantaneamente quando submetida a ventos na faixa nominal de operação (Burton *et al.*, 2011). Esse valor serve como referência para estudos de dimensionamento, contratos de fornecimento e cálculo de indicadores de desempenho.

2.7.2 Produção de energia

A Produção de Energia corresponde à quantidade efetivamente gerada por uma turbina ao longo de um intervalo de tempo, sendo expressa em quilowatt-hora (kWh) ou megawatt-hora (MWh). Esse valor varia continuamente conforme as condições reais de vento, disponibilidade do equipamento, controle operacional e fatores ambientais (Burton *et al.*, 2011; Manwell; MCGowan; Rogers, 2010). A produção acumulada ao longo de períodos diários, mensais ou anuais é a principal

variável utilizada para avaliar o desempenho energético de aerogeradores em campo, sendo também a base para receitas de comercialização e análise de perdas operacionais (Burton *et al.*, 2011; Manwell; MCGowan; Rogers, 2010).

2.7.3 Produção Anual de Energia (AEP)

A Produção Anual de Energia (AEP, do inglês *Annual Energy Production*) é uma estimativa da quantidade total de energia elétrica que um aerogerador pode gerar ao longo de um ano típico de operação, considerando o regime de ventos local. Essa métrica é obtida por meio da integração da curva de potência da turbina com a distribuição estatística das velocidades de vento do local, usualmente representada por uma distribuição de Weibull (Burton *et al.*, 2011; Manwell; MCGowan; Rogers, 2010). A AEP é fundamental para o planejamento energético e a análise de viabilidade de projetos eólicos, pois permite antecipar, de forma estatística, a geração anual esperada com base nas características do aerogerador e do recurso eólico disponível (IEC, 2017).

Conforme a norma IEC 61400-12-1:2017, a AEP pode ser calculada pela Equação 4:

$$AEP = \sum_{i=1}^n f(v_i) \cdot P(v_i) \cdot T \quad (4)$$

em que:

v_i - representa a velocidade do vento no bin i ;

$f(v_i)$ – potência média fornecida pela curva de potência da turbina para aquela velocidade;

$P(v_i)$ – potência média fornecida pela curva de potência da turbina para aquela velocidade;

T – número total de horas no ano para aquela velocidade.

Essa abordagem permite estimar a energia gerada em cada intervalo de vento e, ao somá-los, obter a produção anual esperada.

2.7.4 Fator de capacidade

O fator de capacidade (FC) é um indicador de desempenho que expressa o quanto da capacidade instalada de um aerogerador foi efetivamente utilizada ao longo de um determinado período. Ele é calculado como a razão entre a energia gerada e a energia que teria sido gerada caso a turbina operasse continuamente em sua potência nominal durante todo o período analisado. Dessa forma, o fator de capacidade fornece uma medida percentual da eficiência global do aerogerador frente ao seu potencial máximo de produção (BURTON *et al.*, 2011). Sua fórmula é dada pela Equação 5:

$$FC = \frac{\text{Energia Gerada (AEP)}}{\text{Potência Instalada} \cdot \text{Horas do Período}} \cdot 100 \quad (5)$$

Em projetos eólicos bem-posicionados e com operação otimizada, é comum observar fatores de capacidade entre 30% e 45%, embora esse valor possa variar conforme a topografia, regime de ventos e características do equipamento (IEC, 2017).

2.7.5 Melhorias na curva de potência

Este indicador é essencial por permitir a avaliação objetiva dos efeitos das correções realizadas no alinhamento de yaw dos aerogeradores. Ao comparar diretamente as potências antes e após a intervenção, ele fornece uma medida clara e quantitativa dos ganhos energéticos obtidos com a correção do desalinhamento estático. Conforme adotado por Jing *et al.* (2020), a melhoria pode ser expressa pela Equação 6:

$$\text{Melhoria} = \frac{\sum_{i=1}^N (P_i^a - P_i^b)}{\sum_{i=1}^N P_i^b} \times 100\% \quad (6)$$

em que:

P_i^a - valor de potência obtido após a correção implementada pela equipe de campo;

P_i^b - valor correspondente obtido antes dessa correção.

3 METODOLOGIA

A presente pesquisa pode ser classificada como de natureza aplicada, uma vez que busca resolver um problema prático relacionado ao desempenho de aerogeradores, com foco no desalinhamento de *yaw*.

A abordagem adotada é quantitativa, dado que se busca mensurar o impacto do desalinhamento de *yaw* na geração de energia por meio da análise de dados operacionais extraídos do sistema SCADA. Essa análise permite avaliar, de forma objetiva, quanta energia está sendo perdida devido ao desalinhamento e qual o potencial de ganho energético a partir da sua correção.

No entanto, também possui caráter exploratório, ao investigar um tema ainda pouco abordado — o impacto do desalinhamento de *yaw* — e descritivo, ao buscar quantificar suas consequências em termos de energia e receita, além de avaliar o potencial de ganhos decorrentes da correção desse fenômeno.

Quanto aos procedimentos técnicos, adota-se pesquisa-ação em empresa de geração, estruturada em ciclos de diagnóstico, planejamento, ação e avaliação, em colaboração com a equipe de operação. A partir da estimativa do desalinhamento, definiram-se ângulos de ajuste e executaram-se ajustes de calibração no conjunto anemométrico pela equipe de campo; em seguida, realizou-se comparação antes/depois por curvas de potência com base em dados observacionais coletados em período representativo do parque. O caráter interventivo e colaborativo enquadra o delineamento como pesquisa-ação (Thiollent, 2011; Tripp, 2005).

3.1 CONTEXTO DA PESQUISA

A pesquisa foi desenvolvida em uma empresa do setor de geração de energia renovável com atuação em diferentes segmentos, incluindo hidrelétricas, usinas solares e parques eólicos. O estudo foi aplicado no parque eólico ilustrado na Figura 11, operado por essa empresa no Brasil, composto por 23 aerogeradores de eixo horizontal e potência nominal de 1,5 MW cada. O parque é monitorado por meio de um sistema SCADA, que registra dados operacionais em alta frequência, incluindo potência elétrica, velocidade e direção do vento, orientação da nacele, entre outros parâmetros.

Figura 11 – Parque Eólico



Fonte: Empresa de Geração de Energia (2025).

3.2 COLETA DE DADOS

A base de dados utilizada contém registros operacionais do parque, o que possibilita uma análise temporal representativa. O processo de medição segue os protocolos de segurança da informação estabelecidos pela empresa, com os dados sendo armazenados em tempo real no sistema interno da usina e replicados em um *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA) com frequência de atualização a cada 5 segundos. Esses dados são organizados em um banco de dados, permitindo acesso para análises externas.

O sistema de monitoramento do parque é composto por diversos sensores distribuídos em suas instalações, responsáveis por coletar informações meteorológicas (velocidade, direção do vento e temperatura), elétricas (potência ativa, tensão, corrente etc.) e mecânicas (vibração, temperatura, momento fletor etc.), além de registros de alarmes e eventos operacionais. Para os objetivos específicos deste trabalho — que busca avaliar o impacto do desalinhamento de *yaw* na geração de energia —, foram coletados dados de orientação da *nacelle*, direção do vento (medida no aerogerador), velocidade do vento, ângulo de *pitch*, potência gerada no aerogerador, torque no motor de *yaw* e direção do vento medida por quatro torres anemométricas distribuídas ao longo do parque.

3.3 ETAPAS DA PESQUISA

O desenvolvimento do método proposto para identificação do desalinhamento estático de *yaw* seguiu a metodologia CRISP-DM (*Cross Industry Standard Process for Data Mining*), que estabelece um ciclo iterativo entre compreensão do problema, tratamento de dados, modelagem, avaliação e implementação (Wirth; Hipp, 2000).

3.3.1 Compreensão do problema e dos dados

Inicialmente, foram conduzidas entrevistas exploratórias com engenheiros de performance e técnicos de campo da empresa, com o objetivo de compreender o funcionamento do sistema de *yaw* dos aerogeradores e identificar quais variáveis operacionais registradas no sistema SCADA seriam mais adequadas para o diagnóstico.

Na sequência, realizou-se um estudo da literatura técnica e científica sobre desalinhamento de *yaw*, abrangendo artigos, normas e relatórios de pesquisa, de modo a consolidar a fundamentação teórica necessária à definição do método. Essa etapa foi essencial para relacionar a prática observada no campo às metodologias já propostas na literatura, permitindo estruturar um modelo consistente e aderente ao estado da arte. As contribuições de diversos autores orientaram a definição do algoritmo, de modo que o método resultante incorpora elementos de abordagens já discutidas na literatura, aliados à realidade operacional do parque em estudo quanto e a experiência prática da equipe técnica envolvida. A partir desses levantamentos, definiu-se o conjunto de dados a ser utilizado e a estratégia de construção do algoritmo.

3.3.2 Modelagem e análise dos dados

Um procedimento de análise foi desenvolvido em linguagem Python, por meio de um processo iterativo de desenvolvimento e refinamento. A cada iteração, o ajuste do modelo foi confrontado com observações de campo e análises de desempenho de turbinas que haviam passado por realinhamentos corretivos, de forma a validar se o método capturava adequadamente o comportamento esperado. Esse ciclo de ajustes

sucessivos permitiu calibrar os filtros de dados, melhorar a robustez da estimação e reduzir incertezas associadas à variabilidade dos dados coletados.

Dada a relevância da modelagem proposta para a contribuição deste trabalho, optou-se por dedicar o Capítulo 4 inteiramente ao detalhamento da modelagem.

Por solicitação da empresa, o código-fonte original não é disponibilizado neste trabalho. Contudo, o método de análise é descrito em detalhes, e os resultados obtidos são apresentados e discutidos nos capítulos seguintes.

Com a definição do método e sua implementação, considera-se concluído o objetivo (a) — desenvolver o método de análise para estimação do desalinhamento estático por aerogerador.

3.3.3 Validação do método

A validação do método proposto neste trabalho foi realizada de forma empírica, com base na comparação entre os resultados de melhora estimados pelo modelo e os dados operacionais reais obtidos após a implementação das correções de desalinhamento nas turbinas analisadas. A partir da identificação do desalinhamento estático de *yaw* em determinados aerogeradores, foram aplicados ajustes de calibração no sistema de medição de direção do vento pela equipe de manutenção e monitorada a evolução da curva de potência dessas unidades.

O ganho energético observado após a correção, definido pela Equação 6, foi então comparado com a estimativa calculada pelo modelo de regressão. Essa comparação permitiu avaliar a eficácia do método, verificando se as previsões de ganho energético e os ângulos de desalinhamento identificados correspondiam às melhorias de desempenho efetivamente verificadas em campo, considerando-se concluído o objetivo (b) — validar o método por meio da verificação da aderência entre previsões e desempenho observado.

3.3.4 Estimar o impacto na *Annual Energy Production* (AEP)

O impacto do desalinhamento de *yaw* na produção anual de energia (*Annual Energy Production* – AEP) foi estimado com base na diferença entre duas curvas de potência: a curva real observada, representativa das condições atuais de operação da

turbina com presença de desalinhamento, e a curva de potência simulada corrigida, obtida por meio do realinhamento virtual dos dados ao ângulo de desalinhamento ideal (0 graus). Essa curva corrigida é centrada no ponto de máxima potência e a partir do cosseno ajustada. A premissa adotada é de que, se o desalinhamento sistemático fosse eliminado, a turbina operaria de forma mais eficiente, resultando em maior aproveitamento energético para os mesmos regimes de vento registrados (Du et al., 2021; Gao et al., 2021).

Essa estimativa é realizada com base na metodologia estabelecida pela norma IEC 61400-12-1 (2005), por meio do método dos bins, que segmenta as velocidades do vento em intervalos regulares e associa a cada bin a potência média observada na curva de potência. A AEP corrigida e a AEP medida são então comparadas, e a diferença entre elas representa a perda energética associada ao desalinhamento de *yaw*. Após essa etapa, considera-se concluído o objetivo (c) — estimar o impacto do desalinhamento de *yaw* na produção anual de energia.

Ressalta-se que, neste estudo, a correção da curva de potência pela densidade do ar local, também prevista na norma, não pôde ser realizada devido à ausência de dados de pressão atmosférica para o período analisado, razão pela qual os valores de potência foram considerados em seu estado medido (sem normalização para condições padrão).

3.3.5 Estimar o impacto financeiro

A estimativa do impacto financeiro associado ao desalinhamento de *yaw* foi realizada com base na diferença entre a produção anual de energia com desalinhamento (AEP medida) e a produção simulada sem desalinhamento (AEP corrigida). A diferença entre essas duas estimativas representa a perda energética anual atribuível ao desalinhamento sistemático identificado por turbina.

Para converter essa perda em valor monetário utilizou-se como referência o preço de venda de energia estabelecido no Contrato de Compra e Venda de Energia (PPA) do parque. Essa conversão foi feita considerando o preço em R\$/MWh, aplicável à energia não gerada. Quando necessário, o valor foi anualizado para representar a perda projetada em um cenário de operação constante com o desalinhamento identificado.

Esse cálculo permite estimar, de forma simplificada, o potencial de ganho financeiro caso a correção do desalinhamento seja realizada, além de fornecer um indicador relevante para a priorização de ações de operação e manutenção voltadas à maximização da receita do parque. Em contextos de contrato PPA com produção garantida ou exposições ao mercado livre, essa perda pode representar uma diferença significativa no resultado econômico do ativo.

4 MÉTODO PROPOSTO

O método proposto parte do princípio de que a potência gerada por um aerogerador depende não apenas da velocidade do vento, mas também do alinhamento entre a direção do escoamento incidente e o eixo do rotor (visto na Equação 3). Quando ocorre desalinhamento estático de *yaw*, a captação de energia é reduzida, resultando em desvios sistemáticos na curva de potência (Jing *et al.*, 2020).

Assim, a fundamentação do método consiste em relacionar o desempenho energético da turbina com a variação do ângulo de *yaw*. Para isso, os dados operacionais do sistema SCADA são utilizados para avaliar a produção de potência em diferentes faixas de velocidade do vento e ângulo de orientação da nacelle. O pressuposto é que, na ausência de desalinhamento, a máxima potência média para cada faixa de vento ocorre quando o ângulo de *yaw* relativo é de zero.

Caso exista deslocamento do ponto de máxima captação, ou seja, para uma determinada faixa de velocidade de vento, a média de geração seja maior que no ponto onde o ângulo medido é zero, este desvio é interpretado como indicativo do desalinhamento. A comparação entre a posição desse estimada do ponto máximo e a condição ideal permite determinar o grau de desalinhamento da turbina.

4.1 COLETA E CONJUNTO DOS DADOS

Optou-se por realizar um processamento prévio dos dados em janelas de 10 minutos, com cálculo de interpolação temporal. Nesse contexto, a interpolação consiste em ajustar os registros do SCADA para intervalos regulares e contínuos, garantindo consistência na base de dados e maior robustez nas análises subsequentes.

Optou-se por realizar um processamento prévio dos dados em janelas de 10 minutos, com cálculo de interpolação temporal. Nesse contexto, a interpolação consiste em ajustar os registros do SCADA para intervalos regulares e contínuos, garantindo consistência na base de dados e maior robustez nas análises subsequentes. Essa escolha pode ser justificada pelos seguintes pontos:

- a) regularidade dos dados: a interpolação garante que os dados dos aerogeradores estejam distribuídos em intervalos temporais fixos,

- o que facilita a análise comparativa entre variáveis em pontos temporais equivalentes (Jones; Smith, 2020);
- b) identificação de padrões operacionais: dados amostrados uniformemente permitem detectar com maior clareza as tendências e variações no comportamento dos aerogeradores, essencial para análises de desempenho e diagnóstico (Li et al., 2019);
 - c) redução de ruídos e inconsistências: a interpolação suaviza flutuações abruptas, muitas vezes decorrentes de falhas nos sensores ou comunicação, fornecendo valores médios mais confiáveis para períodos maiores (Kumar; Das, 2017);

Foram coletados os seguintes parâmetros operacionais e ambientais:

- a) θ_{NA} : orientação da nacele [°];
- b) $\theta_{V,T}$: direção do vento medida no anemômetro da turbina [°];
- c) $v_{V,T}$: velocidade do vento medida na nacele [m/s];
- d) θ_p : ângulo de *pitch* [°];
- e) P : potência ativa gerada no aerogerador [kW];
- f) T_{MY} : torque do motor de *yaw* [Nm];
- a) θ_{V,To_i} : direção do vento medida pelas torres anemométricas ($i = 1, \dots, 4$) [°];
- b) v_{To_i} : velocidade do vento medida pelas torres anemométricas ($i = 1, \dots, 4$) [m/s].

De forma compacta, o conjunto de dados pode ser representado pelo conjunto de dados representado por D , conforme a Equação 7:

$$D = \left\{ \theta_{NA}^i, \theta_{V,WT}^i, v_{WT}^i, \theta_P^i, P^i, T_{MY}^i, \theta_{V,T_j}^i, v_{T_j}^i \mid i = 1, 2, \dots, N; j = 1, 2, 3, 4 \right\} \quad (7)$$

4.2 PRÉ-PROCESSAMENTO DOS DADOS

O pré-processamento dos dados constitui uma etapa determinante para a qualidade dos resultados, pois a potência de um aerogerador é, na realidade, função de diversos fatores, como velocidade do vento, densidade do ar, ângulo de passo, perdas elétricas e estados transitórios de operação. Para que o método de detecção de desalinhamento estático seja aplicável, é necessário reduzir essa multivariabilidade e garantir que a potência analisada dependa essencialmente apenas da velocidade do vento incidente e do ângulo de orientação da nacela.

O objetivo desse processo é isolar o efeito direto do desalinhamento de *yaw* sobre a curva de potência, de modo que a geração em cada faixa de velocidade reflita da melhor maneira uma função de velocidade do vento e ângulo de alinhamento.

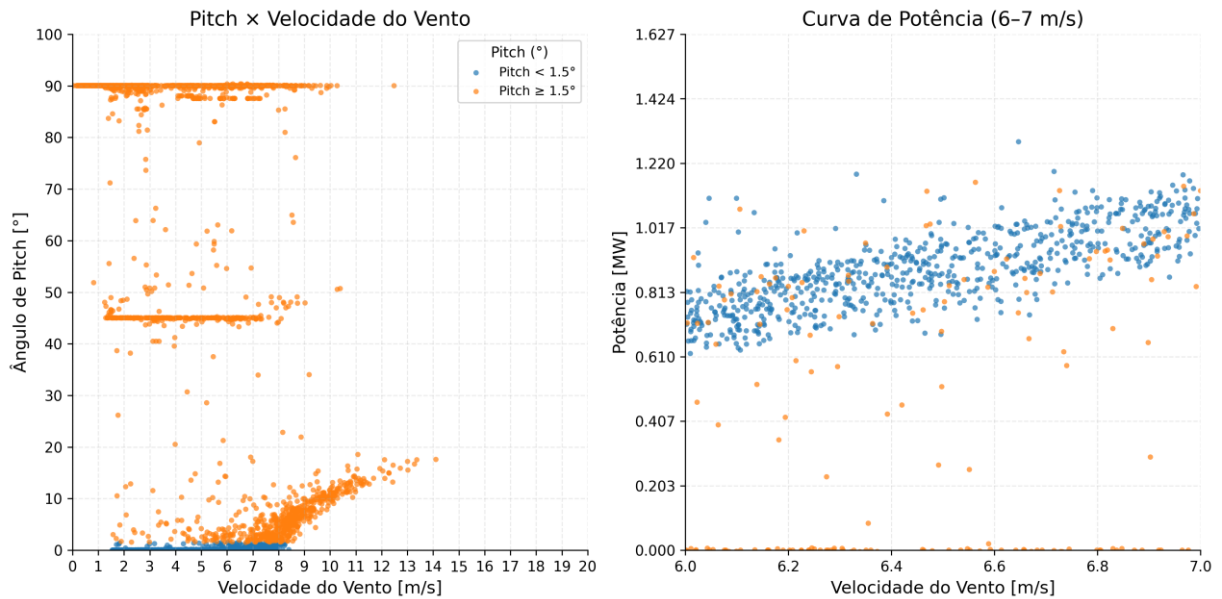
4.2.1 Ângulo de *Pitch*

O primeiro filtro aplicado no pré-processamento dos dados refere-se ao ângulo de *pitch*. Durante a operação em regime abaixo da velocidade nominal (*rated speed*), as pás permanecem próximas da posição de mínimo ângulo, de modo a maximizar a extração de energia do vento. Quando a velocidade ultrapassa esse limite, o sistema de *pitch control* é ativado e o ângulo das pás se eleva acima de uma determinada faixa, de forma a limitar a potência em torno do valor nominal da turbina ou atender a restrições operacionais, como as impostas pela ONS.

Nesses casos, a potência elétrica medida deixa de refletir unicamente a relação entre velocidade do vento e orientação da nacela, passando a ser controlada ativamente pelo sistema de *pitch*. Por esse motivo, tais instantes foram removidos do conjunto de dados, garantindo que a análise do desalinhamento estático considere apenas pontos em que a potência gerada é resultado direto da interação aerodinâmica entre o vento incidente e a posição angular do aerogerador.

Para demonstrar o impacto da atuação do sistema de *pitch* na consistência da curva de potência, a Figura 12 apresenta um recorte analítico no intervalo de velocidade de 6 a 7 m/s. A visualização evidencia que as amostras com ângulo de *pitch* $\geq 1,5^\circ$ divergem significativamente do comportamento padrão (azul), exibindo dispersão elevada e patamares de potência inferiores àqueles observados com ângulo $< 1,5^\circ$.

Figura 12 - Influência da atuação do sistema de *pitch* na consistência da curva de potência



Fonte: Autor (2025).

Podemos notar alguns pontos acima da potência média registrada na faixa (com atuação de *pitch*), isso ocorre pois em cenários de rajadas e alta turbulência podem ocorrer amostras transitórias nas quais *pitch* elevado coexiste com potência elevada devido à inércia do rotor e defasagens de aquisição, evidenciando a natureza da variabilidade de dados nesse contexto e importância da filtragem correta.

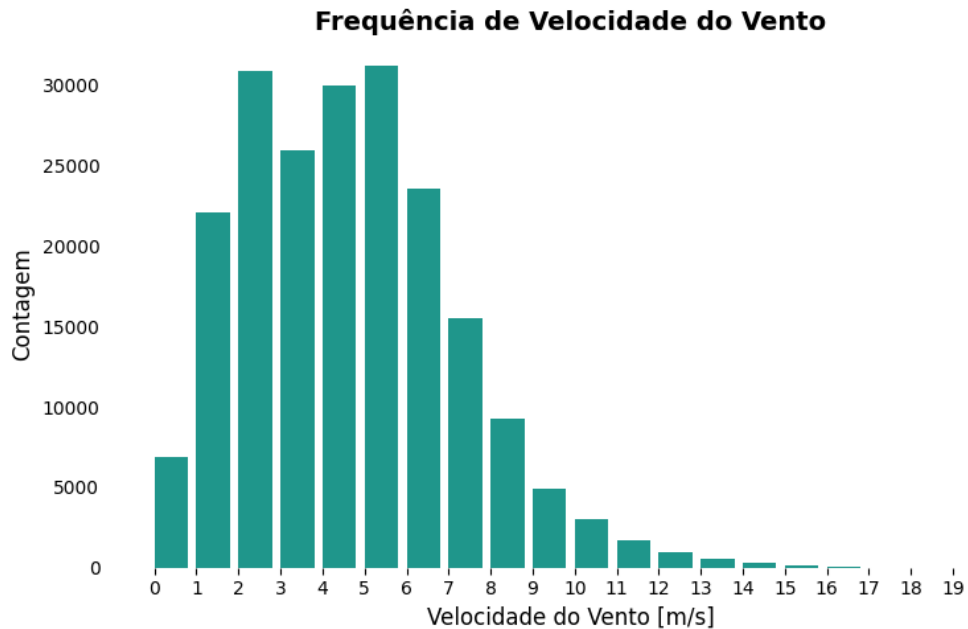
4.2.2 Velocidade do vento

A escolha de uma faixa de velocidade do vento visa delimitar o domínio operacional no qual as observações serão comparáveis. Ao restringir o conjunto de dados a um intervalo, reduz-se a influência de mudanças de regime de controle (transição para atuação de *pitch* e proximidade da potência nominal), atenua-se a heterogeneidade causada por caudas pouco amostradas do histograma e aumenta-se a relação sinal-ruído para estimar desalinhamento. Essa padronização também viabiliza comparações entre turbinas e períodos, pois mantém constante o regime aerodinâmico analisado e, portanto, a sensibilidade da potência ao erro de orientação.

Observamos na Figura 13 que a maior concentração de dados de velocidade do vento encontra-se na faixa de 3 a 7 m/s. Velocidades superiores a 7 m/s

apresentaram escassez de dados, o que compromete a confiabilidade estatística da análise e aumenta a interferência de fatores aleatórios nos resultados.

Figura 13 - Frequência de Velocidade do Vento no Parque



Fonte: Elaborado pelo Autor (2025).

Além disso, estudos indicam que, na faixa de 4 a 7 m/s, o coeficiente de potência (C_p) das turbinas eólicas tende a ser mais estável e próximo do valor máximo, o que favorece a detecção de desalinhamentos de yaw (Zhang *et al.*, 2021). Com base nessa análise, optou-se por selecionar os dados na faixa de 4,5 a 6,5 m/s, mantendo-se uma margem de segurança.

A seleção de 4,5 a 6,5 m/s também introduz uma margem de segurança, excluindo velocidades muito próximas do cut-in (onde a máquina pode estar em processo de partida) e do início do regime nominal (onde o controle de passo começa a atuar). Assim, a análise foca em dados representativos e de maior confiabilidade, reduzindo a influência de fatores externos e maximizando a sensibilidade do método à presença de desalinhamentos.

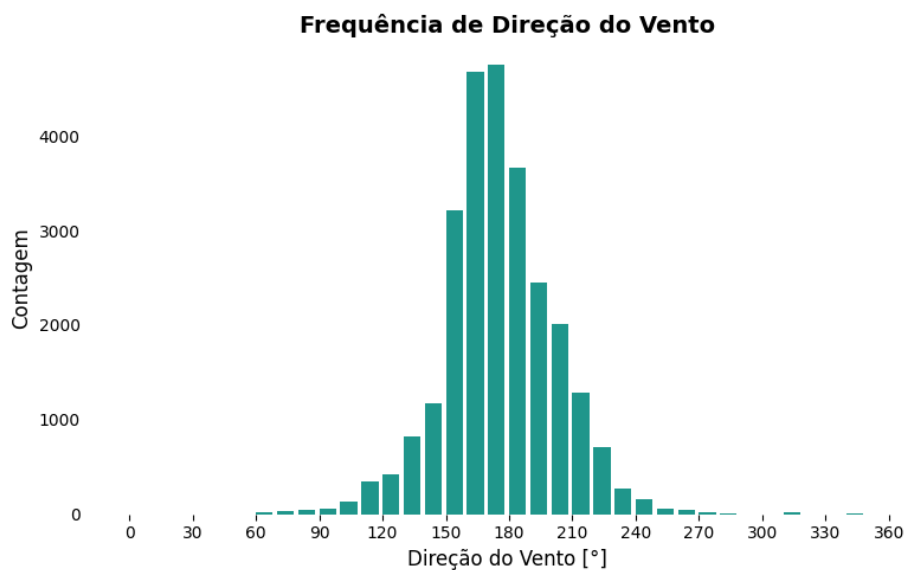
4.2.3 Vento com direção predominante no parque

O parque conta com quatro torres anemométricas distribuídas em sua extensão, cuja finalidade inclui a verificação da ocorrência de ventos laterais. Esse

tipo de escoamento pode gerar turbulência (variações rápidas na velocidade do vento que aumentam a dispersão dos dados) e *wake*, que afeta turbinas posicionadas a sotavento quando o vento escoar nessa direção. Nessas situações, mesmo que o anemômetro da nacela indique uma direção de vento aparentemente alinhada com o rotor, as condições meteorológicas no parque podem apresentar ventos laterais que comprometem a consistência da análise.

A Figura 14 apresenta a distribuição de frequência da direção do vento no período analisado. Observa-se que a maior concentração de ocorrências se situa entre 150° e 210°, intervalo que corresponde ao setor predominante do escoamento no parque eólico, direção para a qual o arranjo das turbinas foi projetado. Assim, definiu-se como critério de pré-processamento a seleção de dados dentro desse intervalo angular.

Figura 14 – Distribuição da Frequência de Direção do Vento

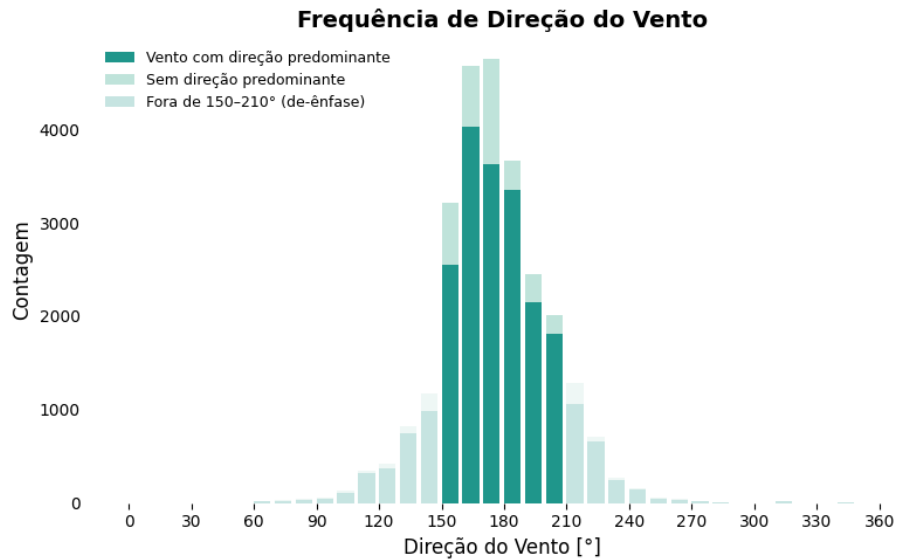


Fonte: Autor (2025).

Complementarmente, aplicou-se um segundo filtro baseado na condição de ausência de ventos laterais. Nesse caso, consideraram-se apenas os instantes em que as quatro torres anemométricas distribuídas no parque registraram valores de direção com desvio padrão máximo de 5°. Esse filtro busca reduzir o impacto de componentes laterais do escoamento do vento na análise, assegurando que a potência analisada esteja associada, de forma mais direta, ao desalinhamento estático e não a distorções transitórias do fluxo.

A Figura 15 apresenta o conjunto de dados a ser utilizado após aplicação dos filtros.

Figura 15 - Distribuição da Frequência de Direção do Vento após aplicação dos filtros

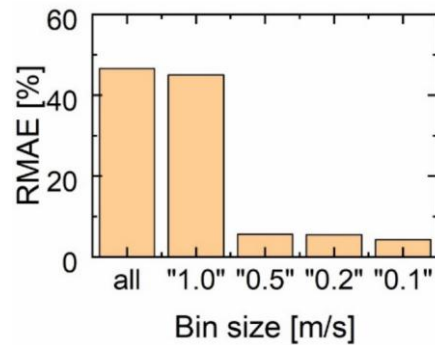


Fonte: Autor (2025).

4.2.4 Tamanho do *bin* de velocidade do vento

Em teste de sensibilidade com seis conjuntos de dados, Gao e Hong (2021) avaliaram o desempenho da estimação do desalinhamento estático em função do tamanho do bin de velocidade. Conforme ilustrado na Figura 16, os autores demonstram que o erro percentual absoluto médio (*Mean Absolute Percentual Error - MAPE*) cai acentuadamente ao reduzir o bin de 1,0 m/s para 0,5 m/s e não apresenta diferença apreciável entre 0,5; 0,2 e 0,1 m/s. Em coerência com esse resultado, adota-se neste trabalho 0,2 m/s, o que mantém a acurácia observada por Gao e Hong e oferece maior resolução na partição do regime de vento.

Figura 16 - Desempenho do MAPE em função do tamanho do *bin*



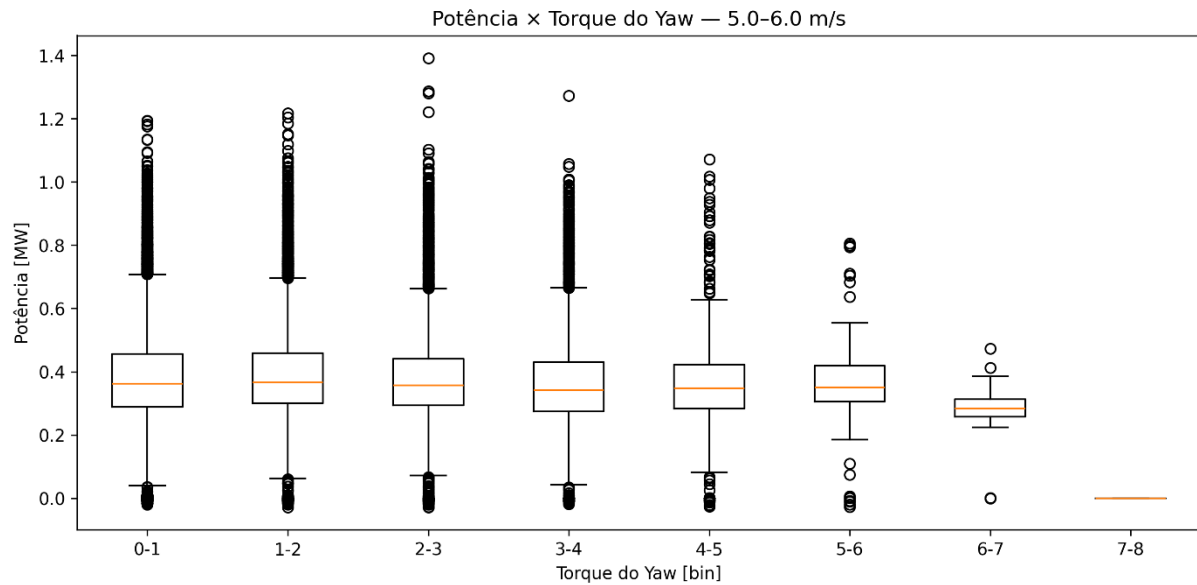
Fonte: Gao e Hong (2021)

4.2.5 Modulação do sistema *yaw*

A variável referente ao torque do sistema de *yaw* foi utilizada como filtro para identificar instantes em que a nacele encontrava-se em modulação ativa de orientação. Nessas condições, a potência gerada não reflete apenas o desalinhamento estático, mas é afetada por transientes decorrentes do reposicionamento da torre. Para garantir que a análise considere apenas situações de operação estacionária, investigaram-se as faixas de atuação do torque de *yaw*.

A Figura 17 apresenta a distribuição da potência para diferentes intervalos de torque do *yaw*, restrita à faixa de velocidade de vento entre 5,0 e 6,0 m/s. Observa-se que, para valores de torque até 6 kN·m, a mediana de potência mantém-se relativamente estável. Entretanto, quando o torque atinge a faixa de 6–7 kN·m, verifica-se redução sistemática da potência média, evidenciando que o aerogerador se encontra em regime de reposicionamento ativo da nacele, com grande influência na energia gerada.

Figura 17 – Potência x Torque do Yaw



Fonte: Autor (2025).

Observa-se que valores inferiores a 6 kN·m fazem parte do funcionamento normal do controle de tracking, responsável por manter a necele alinhada ao vento. Esses ajustes de baixa magnitude não parecem alterar de forma significativa a conversão aerodinâmica e, portanto, não devem ser tratados como condições inválidas. A exclusão de todos os instantes com torque próximo a zero resultaria na perda de um volume expressivo de dados relevantes. Assim, definiu-se uma faixa de 6 kN·m, a partir do qual o torque passa a indicar reposicionamento ativo da nacele, comprometendo a representatividade do desalinhamento estático.

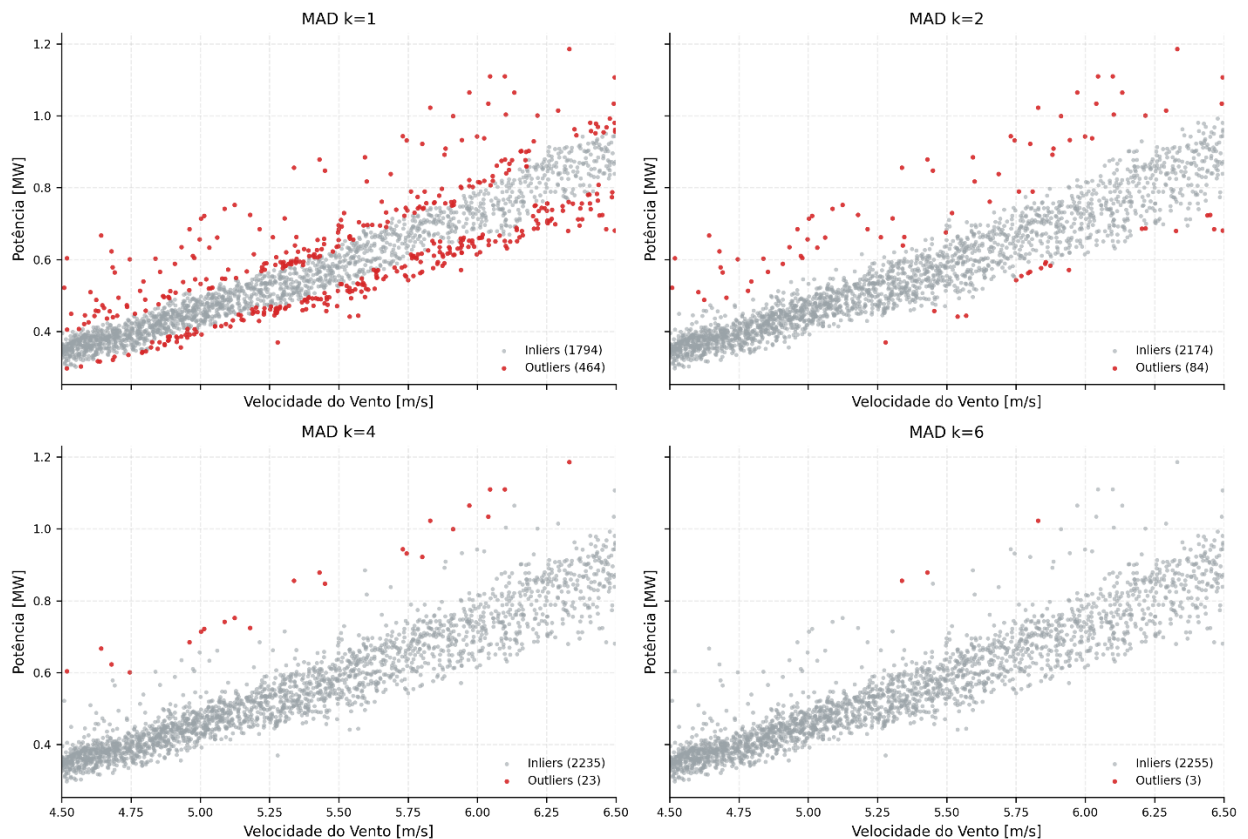
4.2.6 Remoção de outliers por desvio absoluto mediano

Após a aplicação dos filtros anteriores, ainda podem permanecer registros anômalos na base de dados, decorrentes de fenômenos como o efeito esteira, medições incorretas de velocidade ou potência e situações de sub ou super desempenho transitório da turbina. Para mitigar esses efeitos, foi implementado um procedimento de filtragem baseado na consistência da curva de potência.

O método consiste em classificar os dados por velocidade do vento e avaliar a distribuição de potência dentro de cada intervalo. Para cada bin, calcula-se a mediana da potência e o desvio absoluto mediano (MAD), identificando-se como outliers os pontos cuja potência se afasta de $k \cdot \text{MAD}$.

Figura 18 ilustra o impacto do parâmetro k na identificação de outliers pelo método do Desvio Absoluto Mediano (MAD). A análise visual revela que valores muito baixos, como $k = 1$, resultam em uma remoção excessiva de dados, descartando registros que seguem a tendência física da curva de potência. Em contrapartida, valores elevados ($k = 6$) tornam o filtro pouco seletivo, preservando anomalias evidentes. O valor de $k = 2$ mostrou-se o ponto de equilíbrio ideal para a frota analisada, segregando registros atípicos sem comprometer a densidade de dados válidos. Assim, adotou-se $k = 2$ como padrão para o filtro subsequente.

Figura 18 – Outliers por MAD
Outliers por MAD ($k=1,2,4,6$) | 4.5-6.5 m/s | Pitch $\leq 0.5^\circ$ | Pot ≥ 0.2 MW



Fonte: Autor (2025).

4.2.7 Parâmetros adicionais

Ainda, foram removidos os dados em que a potência elétrica era inferior a 10% da capacidade nominal, pois esses registros correspondem a fases de partida ou operação em carga reduzida. Excluíram-se também observações com qualquer

código de falha ou alarme ativo, garantindo que a turbina se encontrava em regime operacional normal.

4.3 CÁLCULO DO DESALINHAMENTO ESTÁTICO

O cálculo é adaptado conforme metodologia de trabalhos recentes na área (Du *et al.*, 2021; Gao *et al.*, 2021). Após o pré-processamento dos dados, descrito anteriormente, a base de dados resultante foi segmentada em faixas de velocidade do vento (bins), de modo a garantir a homogeneidade das condições operacionais analisadas. Essa segmentação permite que a análise do desalinhamento seja realizada em regimes nos quais a potência do aerogerador é sensível à variação do ângulo de *yaw*.

Para cada faixa, foi ajustada uma função característica baseada na relação teórica entre potência e desalinhamento angular, expressa pela Equação 8:

$$P = k \cdot \cos^a(\theta - \theta_s) \quad (8)$$

em que:

P - potência ativa;

k - parâmetro de amplitude;

a - expoente de ajuste da curvatura;

θ - direção relativa do vento em relação ao rotor;

θ_s - valor de desalinhamento estático a ser estimado.

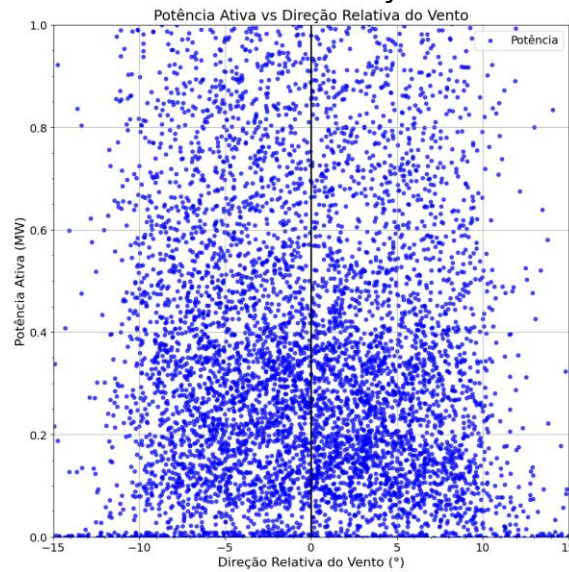
O ajuste dos parâmetros foi realizado por meio de regressão não linear utilizando o método dos mínimos quadrados, implementado pela função “*curve_fit*” da biblioteca *SciPy*, com restrições físicas para os parâmetros, conforme recomendado na literatura (Du *et al.*, 2021).

O valor estimado de θ_s para cada faixa representa o desalinhamento estático de *yaw* naquele regime operacional, sendo esse valor determinado com base no ponto de máximo desempenho da curva cosseno ajustada aos dados de potência.

A seguir, é apresentado a sequência lógica do algoritmo desde o pré-processamento até o cálculo do ângulo de desalinhamento θ_s . A Figura 19 apresenta

a nuvem de pontos total para um aerogerador, antes do pré-processamento, no eixo Y, a Potência gerada e no eixo X, a Direção Relativa entre Vento e Nacele medida no aerogerador. Esse conjunto de dados constitui a base para a etapa seguinte, na qual são aplicados modelos de regressão para identificar de forma sistemática o ângulo de desalinhamento estático.

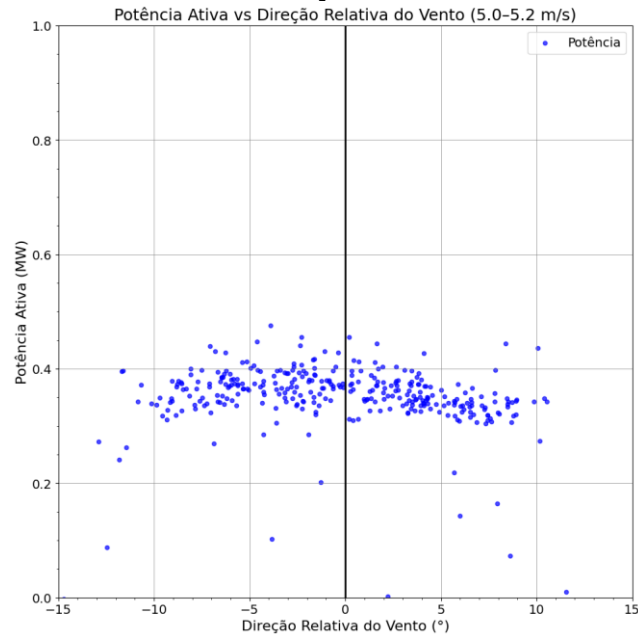
Figura 19 – Potência Ativa vs Direção Relativa do Vento



Fonte: Autor (2025).

Separa-se os dados em bins de velocidade do vento com amplitude 0,2 m/s, para que possamos isolar as variáveis de potência e direção relativa do vento e aplicar o método (Figura 20).

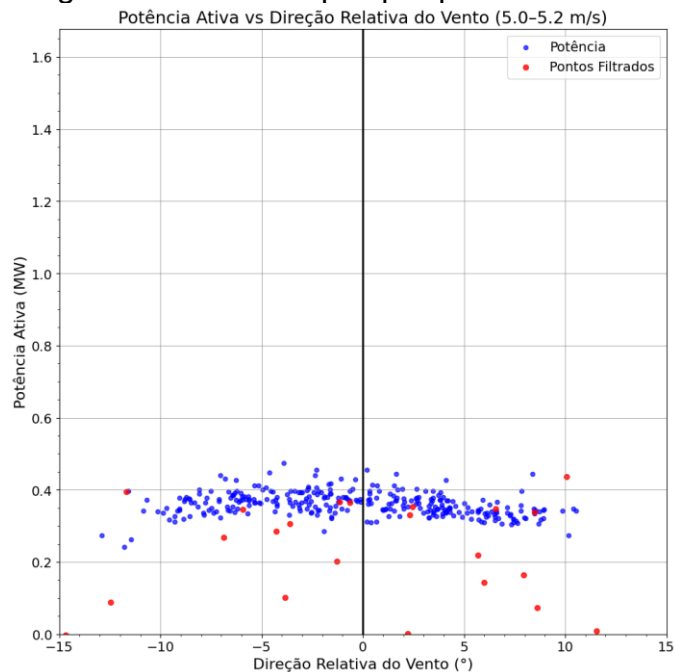
Figura 20 - Potência Ativa vs Direção Relativa do Vento (5,0-5,2 m/s)



Fonte: Autor (2025).

Na Figura 21 é possível visualizar a etapa em que o pré-processamento é aplicado sobre os dados. Enquanto os pontos azuis representam as medições mantidas para a análise, os pontos em vermelho indicam aqueles que foram descartados pelos critérios definidos.

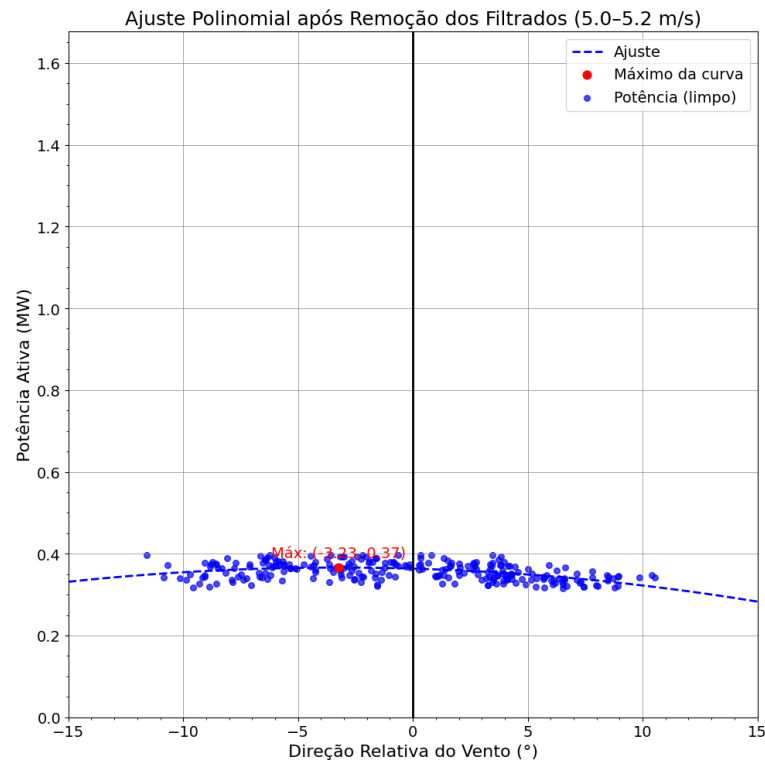
Figura 21 – Dados após pré-processamento



Fonte: Autor (2025).

Após o pré-processamento e separação por faixas de velocidade do vento, é possível fazer o ajuste da Equação 6. A posição do ponto máximo da curva ajustada em relação ao eixo X é o desalinhamento calculado para a faixa de velocidade do vento analisada, nesse caso θ_s é igual a -3,23 graus (Figura 22).

Figura 22 — Ajuste Polinomial e Cálculo do Desalinhamento



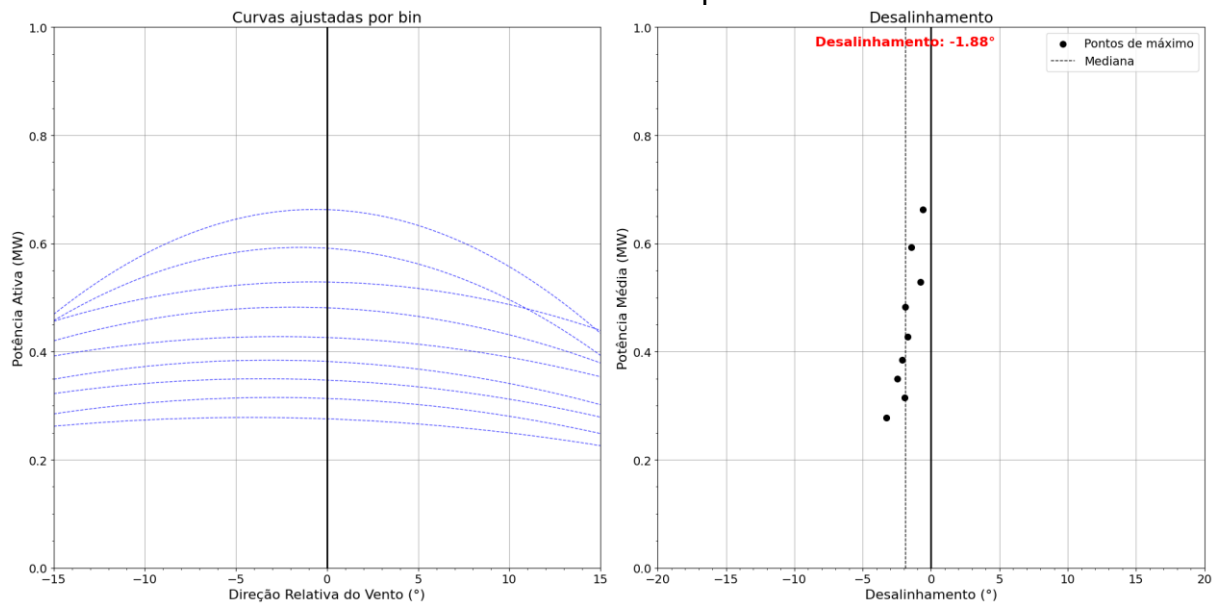
Fonte: Autor (2025).

Entretanto, na prática, a estimativa do desalinhamento a partir de um único bin não é suficiente para representar de forma confiável o comportamento global da turbina. Como discutido em trabalhos anteriores (Du *et al.*, 2021; Urbán *et al.*, 2019), há sempre flutuações entre os valores de desalinhamento obtidos em diferentes intervalos de velocidade do vento. Para lidar com essa dispersão, adota-se uma abordagem estatística, na qual o conjunto de desalinhamentos estimados por n bins é consolidado em um valor único. A utilização da mediana apresenta-se como uma boa alternativa, por ser menos sensível a valores extremos do que a média e refletir a tendência central dos resultados.

A Figura 23 sintetiza esse procedimento, mostrando à esquerda as curvas ajustadas para cada bin de velocidade do vento e, à direita, a distribuição dos pontos

de máximo obtidos, juntamente com a linha tracejada que indica a mediana dos desalinhamentos estimados. Esse valor é tomado como a estimativa final do desalinhamento estático da turbina.

Figura 23 - Curvas ajustadas por bin de velocidade do vento e consolidação do desalinhamento estático pela mediana



Fonte: Autor (2025).

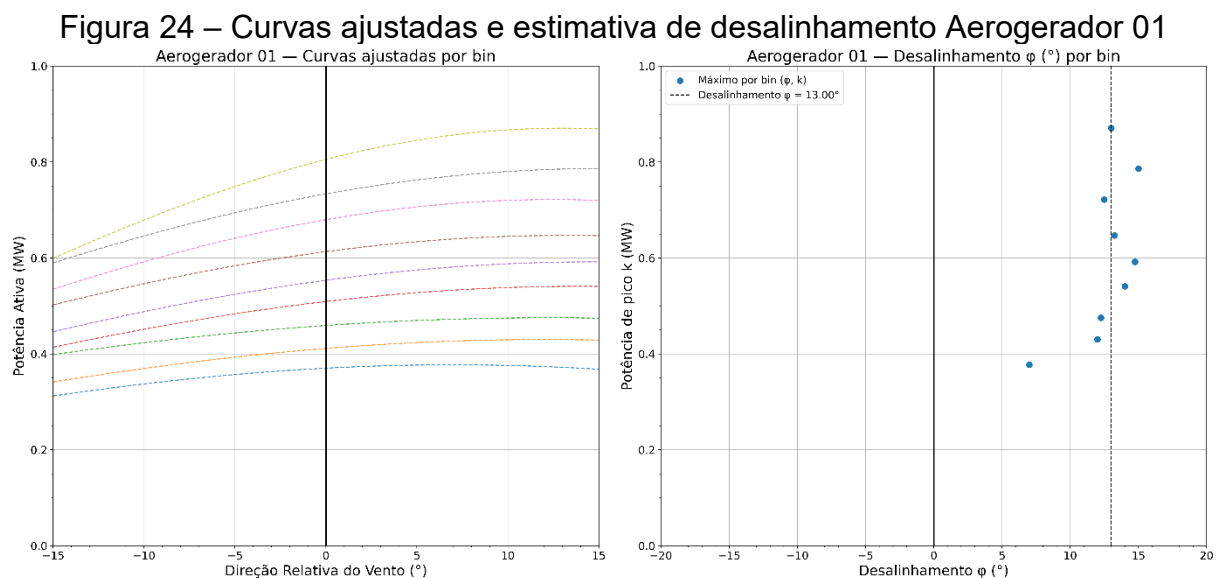
Então, procedimento descrito é aplicado individualmente a cada aerogerador, repetindo-se as etapas por aerogerador. A efetivação da correção depende de intervenção em campo: o *offset* estimado orienta o operador a reposicionar o sensor de direção do vento para redefinir o ponto zero (ajuste mecânico) ou, quando disponível no sistema, redefinir o zero via software. Nos casos em que não há acesso à parametrização do controle, registra-se apenas a recomendação de ajuste (ângulo-alvo por aerogerador) para execução em manutenção programada. Após a intervenção, recomenda-se repetir a etapa de validação por um período de observação, a fim de verificar a remoção do desalinhamento.

5 RESULTADOS

No presente capítulo apresentam-se os resultados da aplicação do método descrito no Capítulo 4 aos quatro aerogeradores. O objetivo é documentar a estimativa do desalinhamento estático de *yaw* por aerogerador, a melhora na produção de energia estimada pelo método após serem feitos ajustes e validar o método proposto por meio da comparação do antes/depois. Por fim, simulou-se a aplicação do método a todas as unidades do parque: para cada aerogerador, estimou-se o desalinhamento de *yaw* que foi incorporado no cálculo da AEP. Integrando essa potência corrigida sobre a distribuição anual de velocidades de vento observada no parque, obtemos o delta AEP por aerogerador e a monetização (R\$/MWh) associada.

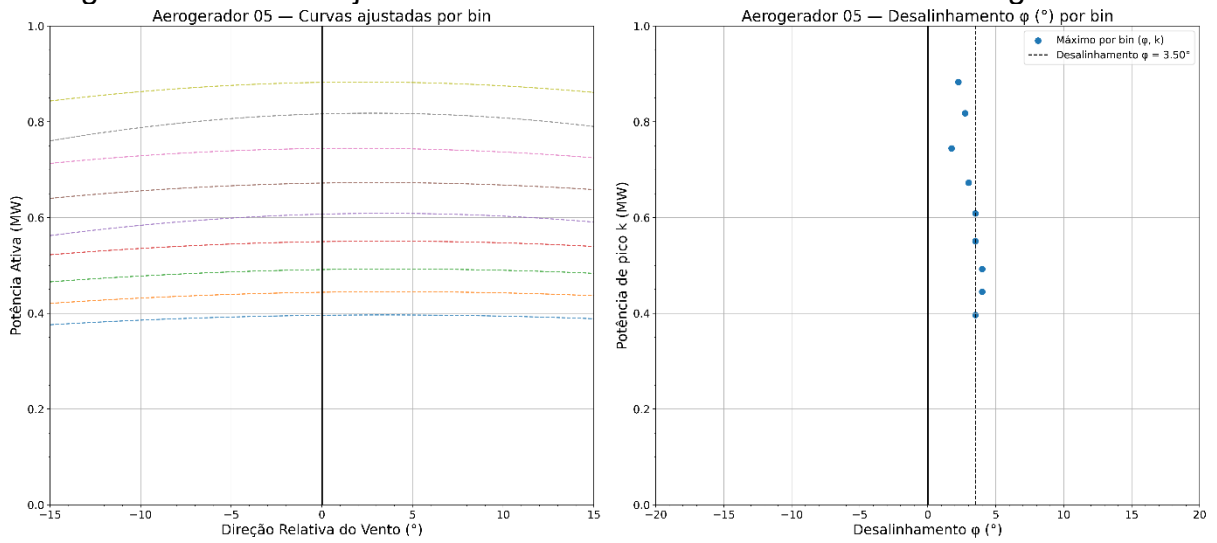
5.1 DOS AEROGERADORES COM AJUSTES EM CAMPO

As estimativas por aerogerador são mostradas nas Figuras 24 a 27. Em cada gráfico, o painel esquerdo exibe as curvas ajustadas pelo método para cada bin de velocidade do vento, enquanto o painel direito exibe os pontos máximos de cada curva e o desalinhamento medido para o aerogerador.



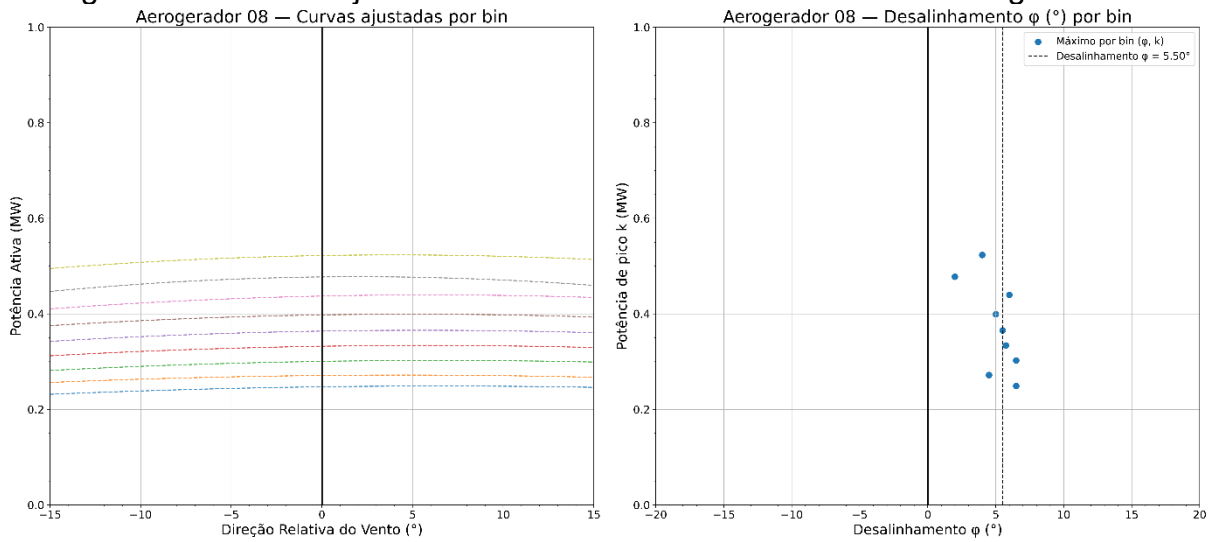
Fonte: Autor (2025).

Figura 25 – Curvas ajustadas e estimativa de desalinhamento Aerogerador 05



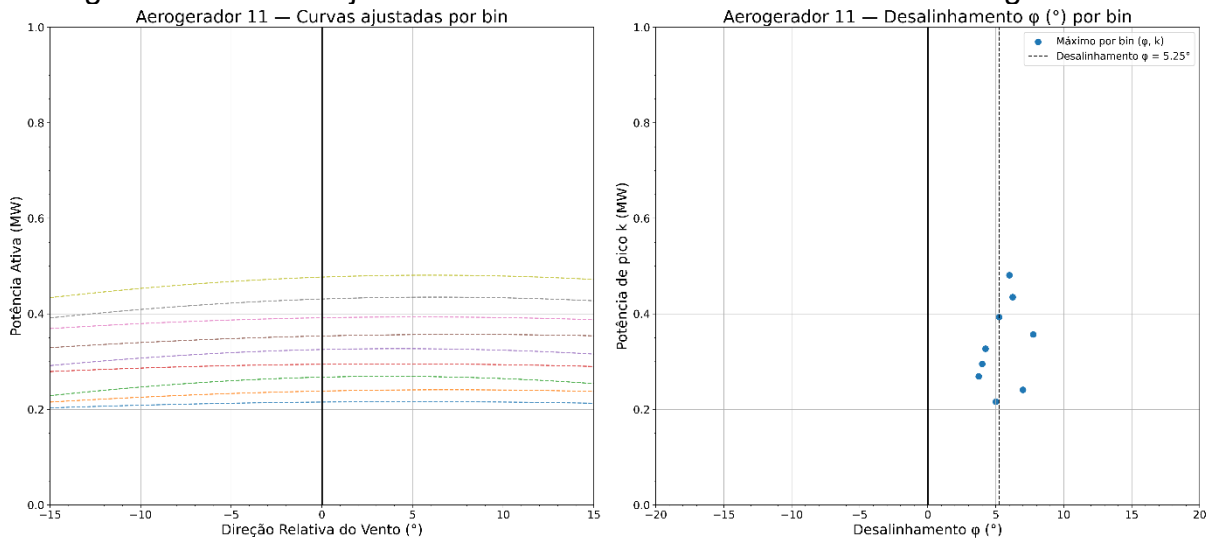
Fonte: Autor (2025).

Figura 26 – Curvas ajustadas e estimativa de desalinhamento Aerogerador 08



Fonte: Autor (2025).

Figura 27 - Curvas ajustadas e estimativa de desalinhamento Aerogerador 11



Fonte: Autor (2025).

Concluída a etapa de estimativa do desalinhamento (ϕ) por unidade, a equipe de manutenção de campo foi acionada para executar o ajuste manual da orientação do conjunto anemométrico. Para cada aerogerador, o valor alvo de correção foi enviado na ordem de serviço, indicando o sentido de rotação no flange do suporte. O deslocamento angular foi convertido em deslocamento linear na borda do colar de fixação a partir do diâmetro medido da base (passe do ajuste), relacionando arco e ângulo. Com isso, a rotação aplicada no suporte do anemômetro correspondeu ao desalinhamento estimado.

Durante a atividade, recomendou-se não realizar outras intervenções que pudessem alterar o desempenho da máquina na janela de avaliação, de modo a isolar o efeito do realinhamento no comparativo antes/depois.

As Figuras 28 e 29 ilustram o conjunto do anemômetro no topo da nacele durante o procedimento de ajuste, com detalhe do colar de fixação e das marcações utilizadas para o passe calculado.

Figura 28 – Suporte do anemômetro: marcação do passe no colar de fixação.



Fonte: Autor (2025).

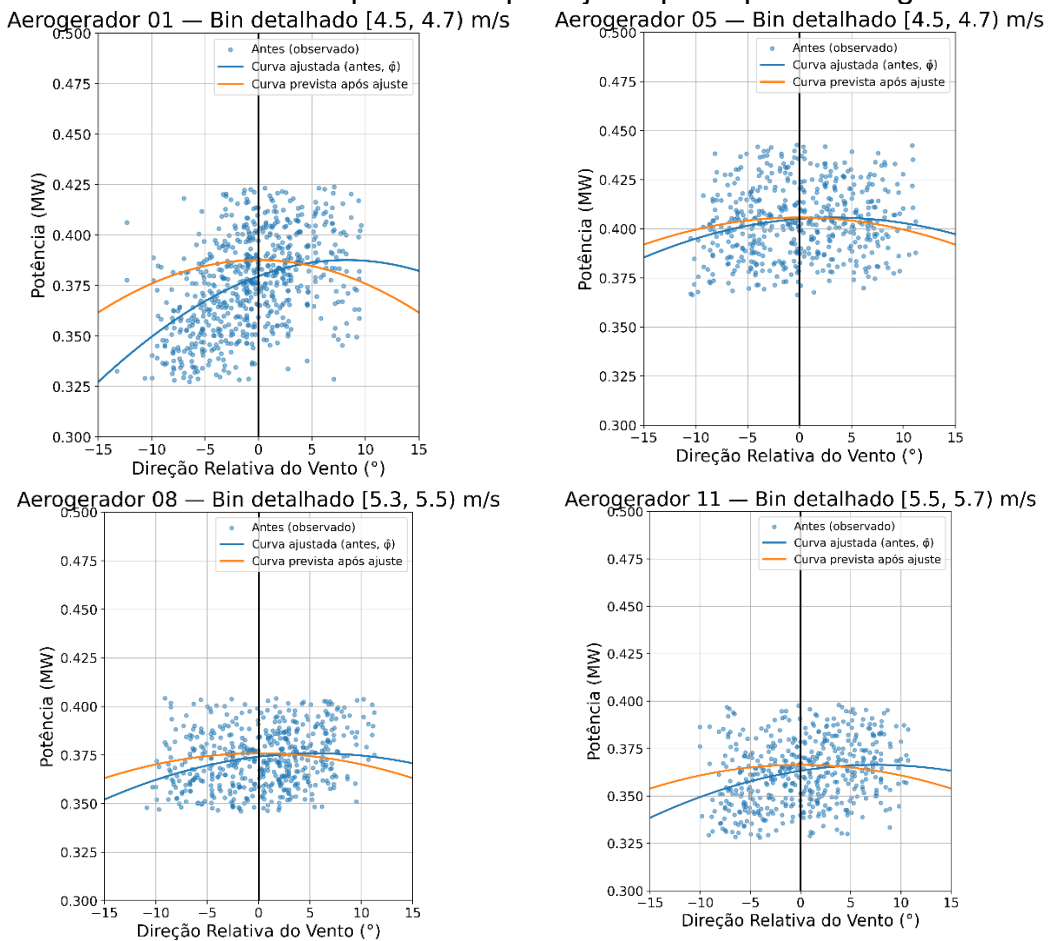
Figura 29 – Suporte do anemômetro após rotação para $\Delta\varphi$ especificado.



Fonte: Autor (2025).

Agora, parte-se da curva estimada no estado desalinhado e simula-se um alinhamento (offset $\hat{\varphi} \rightarrow 0^\circ$) para obter a “curva prevista após ajuste”. Com isso, estima-se o efeito energético da correção diretamente na curva de potência da máquina, comparando, para um bin de velocidade do vento, a potência média antes e após o alinhamento real. A Figura 30 apresenta o painel com os quatro aerogeradores analisados, no qual cada gráfico mostra a nuvem observada “antes” (pontos azuis), a curva ajustada ao estado “antes” (curva azul) e a curva prevista após ajuste (curva laranja), espera-se que feitos os ajustes a nova nuvem de pontos da máquina deveria aderir a curva laranja.

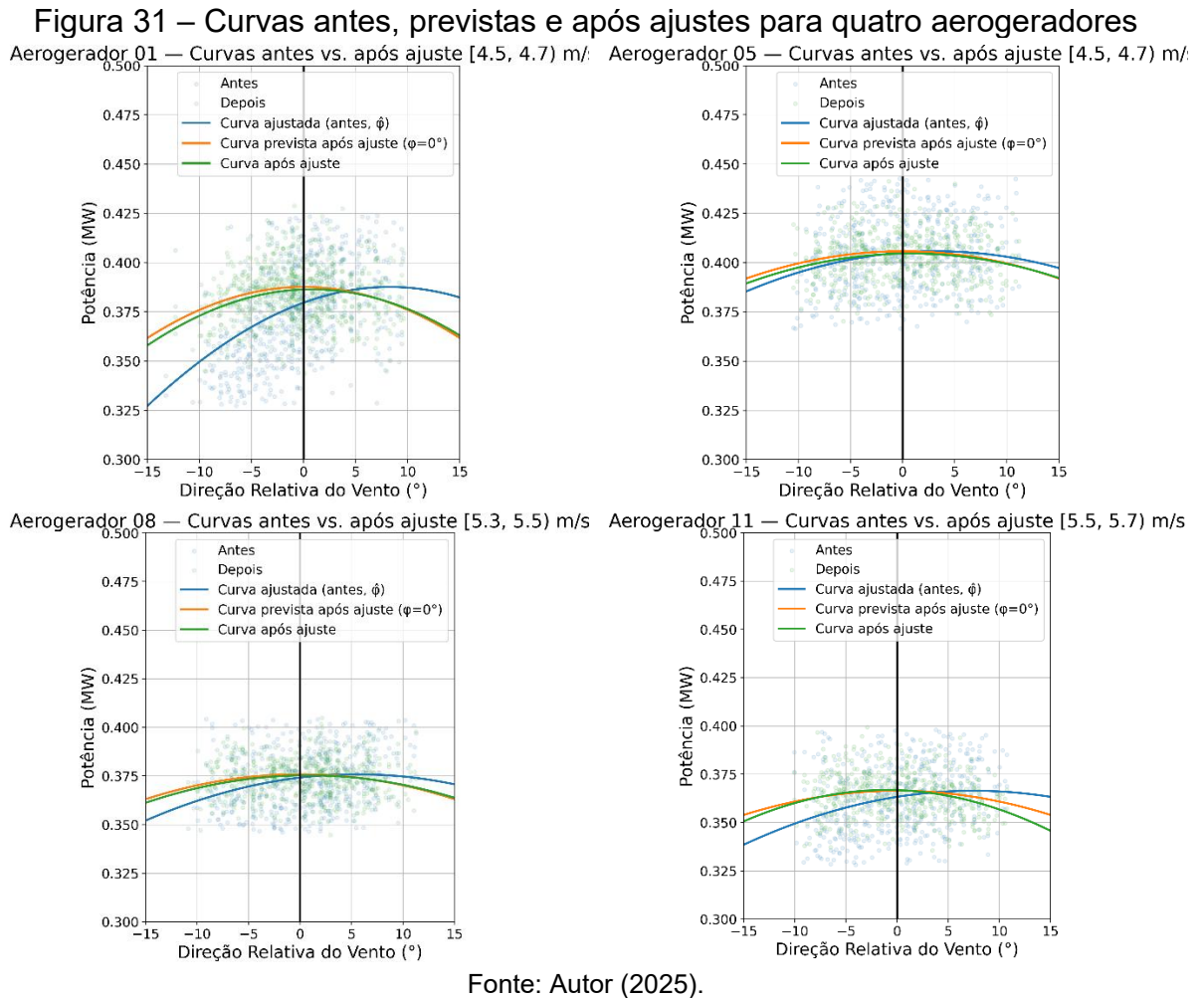
Figura 30 – Curvas antes e previstas após ajuste para quatro aerogeradores



Fonte: Autor (2025).

Após o realinhamento em campo, analisamos o comportamento do aerogerador para o mesmo período de análise do “antes” e observa-se se as curvas ajustadas ao período pós-intervenção se aproximam da “curva prevista após ajuste”, com o pico da relação Potência x Direção Relativa do Vento reposicionando-se para próximo de 0° .

Os resultados são apresentados na Figura 31, onde podemos ver a curva antes, prevista e após ajuste para cada aerogerador em um bin específico (representativo) de velocidade do vento. Diferenças pontuais entre a previsão e o observado são esperadas e permanecem dentro da variabilidade do bin (dispersão dos pontos e amplitude do ajuste), atribuíveis a flutuações de regime de vento e turbulência na janela pós-ajuste, além do grau de erro do ajuste mecânico feito pela equipe de campo. Em síntese, o comportamento pós-intervenção é coerente com a previsão do método: a curva “depois” acompanha a trajetória da curva prevista, o máximo ocorre próximo de 0° .



A Tabela 1 sintetiza os resultados por aerogerador: o desalinhamento estimado “antes”, o residual “após ajuste” ($\varphi \approx 0^\circ$), a variação prevista na curva de potência e a variação medida no período pós-intervenção. Observa-se concordância entre previsão e observado (diferenças absolutas de 0,1–0,3 p.p.), com ganhos mais elevados nas unidades com maiores desalinhamentos (Aerogerador 01: $13,0^\circ \rightarrow 0,4^\circ$, +5,5% estimado vs. +5,4% medido). Os residuais (desalinhamento após ajuste) ficaram abaixo de $0,5^\circ$ em todas as máquinas, compatíveis com a tolerância operacional e a dispersão dos bins. Como a melhoria é estimada a partir de um ajuste teórico para 0° , a melhoria medida deve ser menor, dada a incerteza inerente ao acerto do ajuste executado pela equipe em campo.

Tabela 1- Resumo dos ajustes de yaw e variação percentual da curva de potência

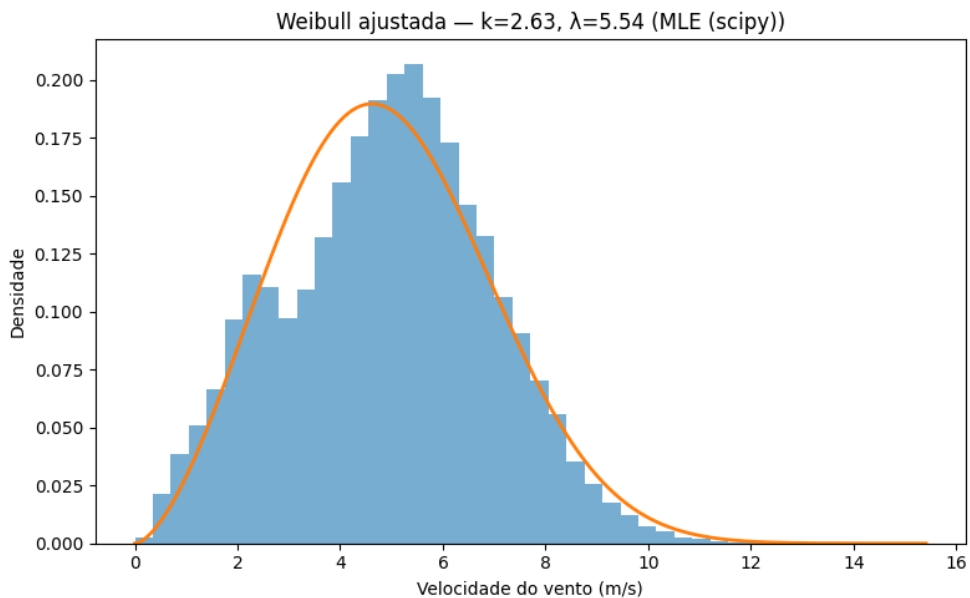
| Aerogerador | Desalinhamento [°] | Desalinhamento após ajuste [°] | Melhoria estimada na curva de potência [%] | Melhoria medida na curva de potência [%] |
|----------------|--------------------|--------------------------------|--|--|
| Aerogerador 01 | 13,0 | 0,40 | 5,5% | 5,1% |
| Aerogerador 05 | 3,5 | 0,15 | 1,4% | 1,2% |
| Aerogerador 08 | 5,5 | 0,35 | 2,9% | 2,6% |
| Aerogerador 11 | 5,3 | 0,10 | 1,9% | 1,7% |

Fonte: Autor (2025).

5.2 IMPACTO NA AEP PARA O PARQUE

Após a validação do método nos quatro aerogeradores, expandiu-se a análise para todas as máquinas do parque. O algoritmo foi executado por aerogerador, estimando o desalinhamento e formulando a curva de potência de cada máquina no estado alinhado. Utilizando o histórico de vento do parque dos últimos 5 anos, construímos a distribuição de Weibull, apresentada na Figura 32, que é componente do cálculo da AEP pela norma IEC 61400-12-1.

Figura 32 – Distribuição de Weibull para o perfil de vento do parque



Fonte: Autor (2025).

Integrando a curva de potência de cada máquina à distribuição de Weibull das velocidades do vento, obtém-se a estimativa de ganho energético por correção de desalinhamento; a Tabela 2 apresenta, por aerogerador, as colunas: “Aerogerador”

(identificador da unidade); “Desalinhamento [°]” (desalinhamento estimado usado nos cálculos); “Melhoria estimada na curva de potência [%]” (variação prevista após ajuste); “AEP atual [MWh]” (produção anual observada no estado atual do parque); “ Δ AEP [MWh]” (ganho anual estimado após correção); “Receita [R\$/ano]” (receita anual associada ao AEP atual) e “ Δ Receita [R\$/ano]” (acréscimo de receita calculado a partir de Δ AEP e do preço médio adotado). A linha “Total” consolida os valores do parque.

Tabela 2 - Resultados do impacto do desalinhamento

| Aerogerador | Desalinhamento [°] | Melhoria estimada na curva de potência [%] | AEP atual [MWh] | Δ AEP [MWh] | Receita atual [R\$/Ano] | Δ Receita [R\$/Ano] |
|--------------|--------------------|--|-----------------|--------------------|-------------------------|----------------------------|
| 1 | 13 | 5,5% | 4143 | 227 | R\$ 631.799 | R\$ 34.627 |
| 2 | 12 | 4,9% | 3013 | 147 | R\$ 459.530 | R\$ 22.372 |
| 3 | 6,2 | 1,2% | 5244 | 63 | R\$ 799.779 | R\$ 9.580 |
| 4 | 4,88 | 0,4% | 2067 | 9 | R\$ 315.269 | R\$ 1.311 |
| 5 | 3,5 | 1,4% | 4912 | 69 | R\$ 749.126 | R\$ 10.454 |
| 6 | 4,75 | 0,3% | 2734 | 8 | R\$ 416.927 | R\$ 1.242 |
| 7 | -0,25 | 0,0% | 3079 | 0 | R\$ 469.544 | R\$ 13 |
| 8 | 5,5 | 2,9% | 3285 | 95 | R\$ 500.939 | R\$ 14.443 |
| 9 | -2 | 0,2% | 3335 | 5 | R\$ 508.579 | R\$ 759 |
| 10 | -0,25 | 0,0% | 3287 | 0 | R\$ 501.218 | R\$ 15 |
| 11 | 5,25 | 1,9% | 2974 | 56 | R\$ 453.563 | R\$ 8.556 |
| 12 | 0,5 | 0,0% | 3621 | 0 | R\$ 552.239 | R\$ 60 |
| 13 | -3,75 | 0,4% | 3547 | 13 | R\$ 540.876 | R\$ 1.936 |
| 14 | -0,75 | 0,0% | 5379 | 1 | R\$ 820.337 | R\$ 213 |
| 15 | 1,5 | 0,1% | 2603 | 3 | R\$ 397.032 | R\$ 396 |
| 16 | 3,62 | 0,6% | 2757 | 16 | R\$ 420.438 | R\$ 2.506 |
| 17 | -0,5 | 0,0% | 2270 | 0 | R\$ 346.171 | R\$ 3 |
| 18 | 7,75 | 2,3% | 2451 | 57 | R\$ 373.788 | R\$ 8.635 |
| 19 | 1,75 | 0,2% | 3623 | 5 | R\$ 552.562 | R\$ 826 |
| 20 | -3,25 | 0,4% | 3029 | 12 | R\$ 461.956 | R\$ 1.798 |
| 21 | 0,75 | 0,0% | 3041 | 1 | R\$ 463.800 | R\$ 101 |
| 22 | 0,75 | 0,0% | 2473 | 0 | R\$ 377.086 | R\$ 71 |
| 23 | 12,75 | 6,5% | 2606 | 168 | R\$ 397.340 | R\$ 25.638 |
| Total | | | 75475 | 954 | R\$ 11.509.899 | R\$ 145.555 |

Fonte: Autor (2025).

Observa-se que o desalinhamento implica uma perda anual de R\$ 145.555 para o parque, valor que corresponde a aproximadamente 1,26% da AEP e da receita anual atual, também que a melhora na curva de potência estimada é, em maior do

que a melhora em AEP, pois o efeito do desalinhamento manifesta-se abaixo da velocidade nominal; como a distribuição de velocidades não permanece todo o tempo nessa faixa, o ganho percentual de AEP resulta diluído ao ponderar pelos *bins* de vento ao longo do ano.

5.3 CONSIDERAÇÕES

A aplicação do método proposto indica que existe potencial de ganho ao perseguir a correção do desalinhamento estático de yaw com base em dados SCADA. Observou-se aderência entre previsão e observado nas quatro máquinas com intervenção: a curva posterior aproximou-se da curva prevista e o pico deslocou-se para a vizinhança de 0° , dentro da variabilidade esperada. No agregado do parque, a estimativa de incremento anual de receita é de R\$ 145.555 ($\approx 1,26\%$ da receita atual), distribuída de forma heterogênea entre as unidades, com valores mais elevados onde os ângulos estimados superaram 10° .

Destaca-se a aplicabilidade operacional do método. A abordagem utiliza infraestrutura já existente (SCADA) e os ajustes podem ser incorporados às rotinas já programadas de manutenção, por serem rápidos. Em contraste, outros métodos como LiDAR oferecem uma precisão maior, porém demandam hardware dedicado, equipes especializadas e contratações de serviços externos (Fleming et al., 2017), isso eleva custo e complexidade e restringe a adoção contínua em escala de frota. Além disso, a oferta comercial desse serviço no Brasil ainda é limitada a prestadores de serviço internacionais, o que encarece a mobilização e, na prática, inviabiliza sua adoção.

A diferença entre as métricas de melhoria percentual observada na curva de potência e a melhoria no AEP anual, é explicada pelo fato de que o ajuste de yaw eleva principalmente a potência nas faixas subnominais (Figura 2, Região II), sensíveis ao alinhamento. Já nas faixas nominais (Região III), embora o desalinhamento continue presente, seu efeito é mascarado: mesmo com desalinhamento, a velocidade do vento já é suficiente para levar a turbina ao limite de potência. Ao integrar para o AEP, os ganhos por bin são ponderados pela distribuição de vento e se diluem pelas horas em região III. Assim, um aumento de 4–6% nos *bins* mais frequentes da região II pode resultar em 1–3% no AEP anual.

Nos casos com intervenção, a diferença entre o ganho previsto e o ganho medido ficou entre 0,1 e 0,3 p.p. Essa variação pode decorrer de diferentes causas,

da precisão do reposicionamento do conjunto anemométrico e da redefinição do ângulo zero de *yaw* em campo, que deixam residuais inferiores a $0,5^\circ$ e das condições operacionais na janela pós-intervenção (turbulência, chuva, *curtailments* e paradas).

Quanto à priorização das intervenções em máquinas, recomenda-se: para $|\varphi| \geq 10^\circ$, programar ajuste na próxima janela disponível, inclusive com parada dedicada se necessário e para $1^\circ \leq |\varphi| < 10^\circ$, incluir o ajuste na primeira manutenção programada da unidade, uma vez que abaixo desse patamar o ganho marginal em AEP é pequeno e não justifica parada dedicada, a recomendação prática é agregar essa correção a manutenções já programadas.

Quando disponível, a solução preferencial é redefinir o ponto zero no software da turbina, pois o referencial de *yaw* passa a estar alinhado sem depender de ajustes manuais externos. No parque analisado, porém, essa via não pôde ser utilizada. A equipe não tinha credenciais para alterar parâmetros de fábrica pois o fabricante restringe modificações no software da máquina. Nessa condição, adotou-se a recalibração mecânica do conjunto anemométrico (ajuste físico do ponto zero), com execução em campo e posterior verificação por dados SCADA, registrando passo aplicado, sentido de correção e evidências fotográficas para rastreabilidade.

Por fim, destaca-se que o parque não é novo, mas houve campanha de substituição de sensores em 2021. Isso indica que o desalinhamento observado não é necessariamente consequência da idade do parque, desvios podem surgir por montagem, referência ou pequenas derivas posteriores, o que não foi investigado nesse trabalho. O método, portanto, não apenas corrige um passivo histórico, como estabelece um ciclo de vigilância que reduz a recorrência do problema.

6 CONCLUSÃO

Este trabalho teve como objetivo avaliar o desalinhamento estático de *yaw* em um parque eólico, propor um método para sua detecção com dados SCADA, validar em campo por meio de intervenção e estimar o impacto energético e financeiro associado. A abordagem seguiu o CRISP-DM, com explicitação de etapas e critérios de qualidade dos dados, de modo que a metodologia possa ser repetida em outras unidades e janelas temporais. A estrutura adotada permitiu mapear onde cada objetivo específico foi atendido e consolidado nos resultados.

Quanto ao objetivo (a) — desenvolver um método para quantificar o desalinhamento estático de *yaw* com base em dados da operação —, obteve-se um fluxo que combina filtragem operacional, partição por *bins* de vento de 0,2 m/s e ajuste por mínimos quadrados da relação $\hat{P} = \cos^\alpha(\theta - \theta_s)$. A padronização dos filtros (exclusão de regimes com *pitch* ativo para controle de potência, *curtailments*, estados de proteção e *outliers* por MAD), aliada ao particionamento por velocidade, viabilizou a detecção do ângulo de desalinhamento. A escolha do *bin* de 0,2 m/s baseou-se em evidência de que a redução do *bin* abaixo de 0,5 m/s não altera significativamente o erro relativo médio de ajuste, preservando granularidade sem inflar variância. A etapa encerra com o cálculo do indicador de desalinhamento por aerogerador, requisito central para as análises subsequentes.

No objetivo (b) — verificar a eficácia do método proposto —, foi conduzida uma intervenção de campo com recalibração do conjunto anemométrico em quatro aerogeradores. A comparação antes/depois mostrou deslocamento do pico da curva “potência × ângulo de *yaw*” para próximo de 0° e aumento da potência média nas faixas de ângulo que, anteriormente, operavam fora do centro. A aderência entre ganhos previstos e ganhos observados ficou dentro da variabilidade esperada para dados operacionais, sustentando a capacidade do método de gerar recomendações coerentes com o comportamento físico do sistema. A diferença residual entre estimativa e medida é explicável por tolerâncias mecânicas do ajuste, variação de condições operacionais entre janelas e aproximações do modelo cosseno elevado a α .

Quanto aos objetivos (c) e (d), a estimativa do impacto energético foi obtida pelo método dos *bins* (IEC 61400-12-1), combinando a potência média por *bin* de velocidade com a distribuição anual de vento para derivar a AEP medida e a AEP

alinhada; a diferença entre elas resultou em um ganho potencial de 954 MWh/ano para o parque. Em seguida, converteu-se esse montante em impacto financeiro pela multiplicação dos MWh recuperáveis pelo preço de venda da energia para o parque (R\$/MWh), alcançando R\$ 145.555/ano, equivalente a $\approx 1,26\%$ da receita anual atual. Observa-se que o ganho percentual em AEP é menor que o ganho observado na curva de potência por *bin*, pois o efeito do desalinhamento é mais pronunciado abaixo da velocidade nominal, o que, ao ser ponderado pela distribuição de velocidades ao longo do ano, reduz o incremento agregado de energia.

As implicações operacionais são diretas. Com dados SCADA e um roteiro de preparação e ajuste, é possível medir o desalinhamento estático, priorizar correções e verificar o efeito na operação. Em parques eólicos, o método oferece uma alternativa de baixo custo para reduzir perdas acumuladas.

Entre as limitações do método proposto, destacam-se: ausência de correção por densidade do ar, devido à indisponibilidade de pressão atmosférica no período analisado; sensibilidade a efeitos setoriais — influências aerodinâmicas da nacele e da torre que podem deformar a leitura do sensor conforme a direção do vento —, que não são facilmente modelados; e a impossibilidade de, por construção, demonstrar que o ajuste executado em campo foi o “ótimo global”, ainda que a melhora observada em todas as zonas avaliadas sustente a adequação do método. Essas limitações definem agenda natural de ampliação do método.

Como trabalhos futuros, propõe-se: incorporar a correção por densidade do ar quando a variável de pressão estiver disponível e executar campanha com medição do desalinhamento utilizando LiDAR para aferição pontual do zero, a fim de comparar com os resultados do método proposto e entender a acurácia do método.

Em síntese, o estudo alcançou os objetivos propostos, estabelecendo um método para detecção do desalinhamento estático com dados operacionais, validou em campo a ordem de grandeza dos ganhos na curva de potência do aerogerador, quantificou os efeitos em AEP e traduziu os MWh recuperáveis em impacto financeiro. Os resultados indicam que a adoção regular do método, associada a critérios simples de priorização e a uma rotina de calibração documentada, tende a reduzir o impacto de desvios, apoia decisões de parada e contribui para a estabilidade da produção ao longo do ciclo de vida do parque.

REFERÊNCIAS

- BAKSHI, R. **Economic analysis of LIDAR technology for yaw misalignment correction in wind turbines**. 2019. Disponível em: <https://drum.lib.umd.edu/items/c93e8898-bda9-4138-ae29-b10971f05339>. Acesso em: 27 abr. 2025.
- BRASIL. **Lei n. 10.438, de 26 de abril de 2002**. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial (...) e cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). Brasília, DF: Presidência da República, 2002. Disponível em: Planalto; MME. Acesso em: 3 nov. 2025.
- BURTON, T. et al. **Wind Energy Handbook**. 2. ed. Chichester: John Wiley & Sons, 2011.
- COTESA. **As funções dos componentes dos aerogeradores**. 2023. Disponível em: <https://cotesa.com.br/en/2023/04/03/as-funcoes-dos-componentes-dos-aerogeradores/>. Acesso em: 15 jun. 2025.
- CUNHA, R. C. da; PRATES, C. P. T. Fontes renováveis de energia: pesquisas, tendências e desafios. **Revista Brasileira de Energia**, v. 23, n. 1, p. 45-62, 2017.
- DU, B. et al. SCADA-Data-Based Static Yaw Misalignment Estimation for Wind Turbines. **JWEA Annual Symposium** (JWEA Sympo), v. 43, p. 214, 2021.
- FADAEINEDJAD, R.; MOSCHOPOULOS, G.; MOALLEM, M. The impact of tower shadow, yaw error, and wind shears on power quality in a wind-diesel system. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 24, n. 1, p. 102-111, 2009. DOI: <https://doi.org/10.1109/TEC.2008.2008941>.
- FLEMING, P. et al. “Field-test results using a nacelle-mounted LiDAR for improving wind turbine power capture by reducing yaw misalignment.” **Wind Energy**, 2017.
- GAO, L.; HONG, J. Data-driven yaw misalignment correction for utility-scale wind turbines. **Journal of Renewable and Sustainable Energy**, v. 13, n. 6, p. 063302, 2021. DOI: 10.1063/5.0056671.
- GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **Global Wind Report 2023**. Brussels: GWEC, 2023.
- GOLDEMBERG, José; LUCON, Oswaldo. **Energia e Meio Ambiente**. 2. ed. São Paulo: Edusp, 2007.
- HAO, Z.; RODRIGUEZ, C. G.; JONKERS, B. Yaw systems for wind turbines – Overview of concepts, current challenges and design methods. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 165, 112563, 2022. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112563>.
- INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61400-12-1:2017. Wind energy generation systems — Part 12-1: Power performance measurements of electricity producing wind turbines**. Geneva: IEC, 2017.
- INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61400-12-2:2013. Power performance of electricity producing wind turbines based on nacelle anemometry**.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **World Energy Outlook 2021**. Paris: IEA, 2021.

IRENA. **Renewable Energy Market Analysis: Latin America 2022**. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2022.

JEONG, M. **et al.** The impact of yaw error on aeroelastic characteristics of a horizontal axis wind turbine blade. **Renewable Energy**, v. 60, p. 256-268, 2013. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.05.014>.

JING, B. **et al.** Improving wind turbine efficiency through detection and calibration of yaw misalignments. **Renewable Energy**, v. 160, p. 1217-1227, 2020. DOI: 10.1016/j.renene.2020.07.063.

JONES, M.; SMITH, A. Data preprocessing techniques for wind turbine monitoring. **Renewable Energy Journal**, v. 45, p. 123–134, 2020.

KUMAR, R.; DAS, P. Signal smoothing and interpolation methods for sensor data in wind farms. **Journal of Energy Engineering**, v. 143, n. 5, p. 456–466, 2017.

LI, Y. **et al.** Pattern recognition in wind turbine operation data: a case study. **Applied Energy**, v. 237, p. 306–315, 2019.

LUO, X.; ZHAO, X.; WU, Y.; ZHOU, H. Yaw misalignment estimation method for wind turbines based on SCADA data. **Renewable Energy**, v. 122, p. 641–651, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.01.107>.

MOHAMMADI, E.; FADAEINEDJAD, R.; NAJI, H. **R.** Using a new wind turbine emulator to analyze tower shadow and yaw error effects. **Energy Conversion and Management**, v. 174, p. 378-387, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2018.08.049>.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Boletim de Operação – Março de 2023**. Brasília: ONS, 2023.

PALANIMUTHU, R.; KIM, S.; LEE, S. **Coordinated control of pitch angle, yaw motion, and generator torque for improving power quality and load reduction in wind turbines**. *Energies*, v. 15, n. 22, 8598, 2022. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15228598>.

PEDROSA, G. T. M. C. **Deteção e diagnóstico de falhas na performance de aerogeradores**. 2016. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Pernambuco.

THIOLLENT, M. **Metodologia da pesquisa-ação**. 18. ed. São Paulo: Cortez, 2011.

TRIPP, D. **Pesquisa-ação: uma introdução metodológica**. *Educação e Pesquisa*, v. 31, n. 3, p. 443-466, 2005. DOI: 10.1590/S1517-97022005000300009.

WIRTH, R.; HIPPEL, J. **CRISP-DM: Towards a standard process model for data mining**. In: **Proceedings of the 4th International Conference on the Practical Applications of Knowledge Discovery and Data Mining**. London: Springer-Verlag, 2000

ZHANG, T. **et al.** Integrating meteorological data with wind turbine operational data for performance assessment. **Energy Conversion and Management**, v. 245, p. 114618, 2021.