

Metodologia baseada em dados SCADA para identificação de erro de ponto zero e diagnóstico de desalinhamento de guinada (yaw) em aerogeradores

Áleff J. S. S. de Souza, Leiva C. Oliveira

Graduate Program in Computer Science, Departament of Computing
Universidade Federal Rural do Semi-Árido, Av. Francisco Mota, 572, Mossoró - RN
aleffjonathan7@gmail.com, leiva.casemiro@ufersa.edu.br

Paulo G. G. Queiroz

Graduate Program in Computer Science, Departament of Computing
Universidade Federal Rural do Semi-Árido, Av. Francisco Mota, 572, Mossoró - RN
Inst. de Engenharia de Sistemas e Computadores, Tecnologia e Ciência - INESC TEC, Porto-PT
pgabriel@ufersa.edu.br

Luiz A.M. Lima

Voltalia Energia do Brasil, R. do Passeio, 78-Centro, Rio de Janeiro - RJ
l.lima@voltalia.com

RESUMO

O controle de guinada em aerogeradores é essencial para aumentar a produção de energia e proteger esses dispositivos. A medição precisa do ângulo de guinada depende da correta medição das informações do vento (altura, direção, velocidade), calculadas a partir de um ponto padrão, o ponto zero. Deslocamentos do ponto zero afetam todas as informações para a medição do ângulo de guinada, levando a perdas de energia. Propõe-se uma abordagem baseada em dados SCADA para detectar esse deslocamento, analisando o desempenho da potência em diferentes ângulos de guinada dentro de uma faixa de velocidade do vento. A média de potência em cada ângulo é estimada por regressão linear quadrática e utilizada para identificar o erro de medição, considerando o ângulo com máxima produção. Testes com dados de aerogeradores no Rio Grande do Norte indicam que a abordagem proposta pode auxiliar no diagnóstico e avaliação dos aerogeradores

PALAVRAS CHAVE. Aerogeradores, Erro de Guinada, Deslocamento de Ponto Zero, Análise de Dados para Diagnóstico de Yaw.

EN&PG - PO na Área de Energia, Petróleo e Gás, BDA - Big Data e Analytics

ABSTRACT

Strategies for yaw misalignment control in wind turbine generators are crucial to increasing energy production and protecting these devices. Accurate measurement of the yaw angle depends on the correctness of wind information (height, direction, and speed), computed based on a standard point, the so-called zero point. Zero point offsets/displacements affect all information for the yaw angle measurement, leading to energy losses. So, it is essential to evaluate and identify the displacement error of the zero-point position to improve energy production. A SCADA data-driven approach is proposed to detect yaw angle displacement by analyzing power performance at different yaw angles within a wind speed range. The average power at each angle is used to identify the zero point error, corresponding to the maximum production yaw angle. Experiments with data from wind turbines in Rio Grande do Norte indicate that the approach can assist in diagnosis and WTG evaluation.

KEYWORDS. Wind Turbine Generators (WTG), Yaw error, Zero Point misalignment, Data-driven yaw diagnosis.

EN&PG - PO na Área de Energia, Petróleo e Gás, BDA - Big Data e Analytics

1. Introdução

Nas últimas décadas, a energia eólica passou por um rápido desenvolvimento devido às suas vantagens ambientais e à capacidade de renovação. Esse avanço é especialmente relevante no contexto das cidades inteligentes, que buscam soluções sustentáveis para a geração de energia. As cidades inteligentes visam integrar tecnologias de ponta para melhorar a qualidade de vida, eficiência dos serviços urbanos e sustentabilidade ambiental. A energia eólica desempenha um papel fundamental nesse cenário, fornecendo uma fonte de energia limpa e renovável que pode ser gerida de forma inteligente através de sistemas avançados de monitoramento e controle.

À medida que a capacidade dos aerogeradores (turbinas eólicas ou WTG, sigla em inglês para *Wind Turbine Generators*) continua a crescer [GWEC, 2023], a demanda por sistemas de controle e monitoramento de aerogeradores também tem aumentado, visando a extração mais eficiente de energia e a longevidade dos equipamentos [Girsang, 2015; Bowen, 2003]. Entre esses sistemas, os mecanismos de guinada ou *yaw* são essenciais pois são responsáveis por manter a posição do aerogerador alinhada à direção do vento, maximizando a produção de energia eólica e reduzindo danos aos aerogeradores. Estudos demonstram que até mesmo um pequeno erro de guinada, de menos de 10 graus, pode ter um impacto significativo na produção dos aerogeradores [Bowen, 2003]. Além disso, desalinhamentos de guinada afetam negativamente a estabilidade aeroelástica dos aerogeradores [Jeong e et al, 2013].

A medição precisa do ângulo de guinada é fundamental para a eficácia dos sistemas controladores de guinadas. A nacelle, que abriga os componentes principais do aerogerador, como rotor, gerador, sensores (a exemplo do sensor cata-vento/anemômetro) e demais sistemas de controle; deve ser constantemente alinhada com a direção do vento. No entanto, medir este ângulo de alinhamento com precisão é desafiador devido a fatores como mudanças climáticas, vibrações do aerogerador e a interação das hélices com o fluxo de vento. Associado a tais fatores, está o erro de deslocamento do ponto zero do sensor cata-vento (tipicamente instalado na parte superior da nacelle). O erro do ponto zero refere-se a uma discrepância na leitura dos dados fornecidos pelo sensor em relação à sua posição inicial. Isso ocorre quando o sensor não retorna a leitura correta por não estar em sua posição neutra, devido a fatores como desgaste mecânico, calibração imprecisa e interferências externas no sistema de guinada, ou mesmo defeitos no próprio sensor cata-vento.

A identificação, prevenção e correção de erros de medição/posição do ângulo de guinada têm sido realizadas através da análise de dados dos sensores presentes no Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados (SCADA, sigla em inglês para *Supervisory Control And Data Acquisition*) de uma turbina eólica [Dao, 2022], com destaque para o uso de técnicas de aprendizagem de máquina em conjunto com esses dados. Como exemplos, citam-se os trabalhos de Yesilbudak [2015] e de Sheibat-Othman [2015] os quais propõem o uso dos métodos K-Nearest Neighbors (KNN) e Support Vector Machine (SVM), respectivamente, para estimar a posição(erro) de guinada dos aerogeradores. Tais abordagens presumem que a posição precisa do ângulo de guinada seja conhecida durante o treinamento do modelo, o que nem sempre é o caso em aplicações do mundo real em que os cata-ventos podem ser imprecisos, isto é, apresentam erro/deslocamento de ponto zero.

Tradicionalmente, a detecção/correção do erro de ponto zero para melhorar a detecção do ângulo de guinada se dá pela adoção de hardware adicional como LiDAR¹ [Dimitrov e et al, 2019], sensores ultrassônicos [Demurtas e Janssen, 2016] e torre/estação meteorológica [Fleming e et al, 2016]. As estratégias de investigação do erro de ponto zero a partir da inspeção de dados SCADA, evitam o uso de equipamento adicional [Gao e Hong, 2021; Yang et al., 2022; Astolfi et al., 2019]. Em geral, tais estratégias adotam a subdivisão dos dados em diferentes ângulos e velocidades do

Este projeto foi financiado pela Voltalia Energia do Brasil.

¹ Sigla em inglês para *Light Detection and Ranging*

vento, para assim, estimarem o correto posicionamento de operação do aerogerador [Pei, 2018; Bao e Yang, 2021]. O presente trabalho tem por objetivo principal o diagnóstico do erro de guinada levando em consideração o erro de ponto zero. A partir da adaptação da metodologia para o cálculo de erro de ponto zero apresentada em Pei [2018], modelos de regressão linear/polinomial foram construídos para indicar o nível de desalinhamento do aerogerador. Para diferentes ângulos de *yaw* e diferentes velocidades de vento, a média potência de dezesseis aerogeradores foram investigadas. Como resultado, o modelo identifica o ponto de máxima produção possibilitando diagnosticar o erro de guinada do aerogerador estratificando a situação do aerogerador como alinhado ou apresentando desalinhamento baixo, médio ou alto.

2. Aspectos teóricos sobre controle de guinada

O sistema de controle de guinada (*yaw-drive*) é fundamental para otimizar a eficiência e a segurança dos aerogeradores. Sua função principal é manter a nacele alinhada com a direção do vento predominante, facilitando assim, a captura máxima de energia cinética [Yang et al., 2021]. Existem diversos tipos de sistemas de controle de direção, mas em geral, tais sistemas operam com base em informações fornecidas por sensores (anemômetros ou outros dispositivos) que medem a direção e velocidade do vento em tempo real. O sistema envia instruções aos mecanismos *yaw-drive* do aerogerador para ajustar a posição da parte central conforme necessário. Normalmente, isso é feito por meio de motores elétricos ou sistemas hidráulicos que giram horizontalmente essa parte ao redor do eixo vertical da torre, como ilustrado na Figura 1.

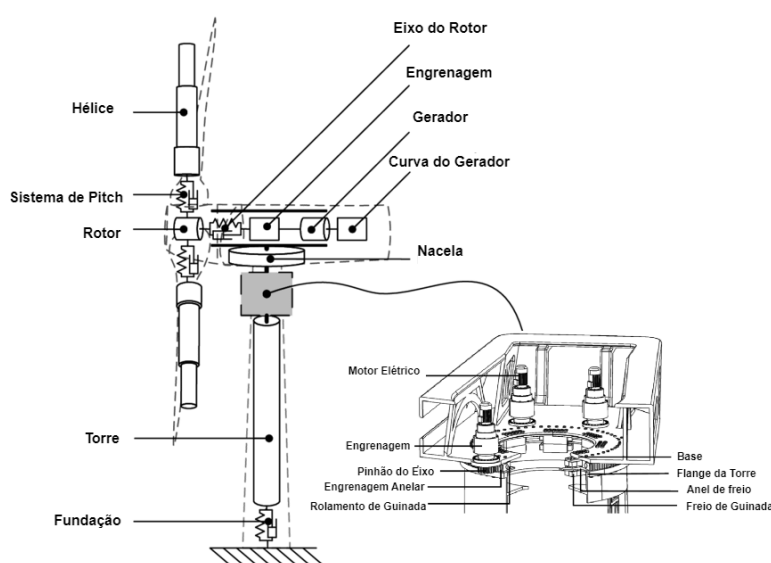


Figura 1: Ilustração de um aerogerador com destaque para o sistema típico de controle de guinada (*yaw-drive*). Indicação de seus principais componentes. Adaptada de Kim e Dalhoff [2014].

Os principais componentes de um sistema de guinada típico incluem i) Motor de guinada: componente responsável por girar a nacele da turbina, sendo capaz de movimentar a estrutura da turbina conforme as instruções do sistema de controle; ii) Engrenagens de transmissão: quando existe um sistema de engrenagens, estas são responsáveis por transmitir o torque do motor para o mecanismo de guinada, permitindo o movimento da nacele; iii) Sistema de controle: recebe os dados de sensores de vento e de posição para determinar a direção correta da nacele, e assim,

comandar o sistema de guinada para ajustar a posição da nacele conforme necessário; e iv) Freios: responsáveis para manter a nacele em posição quando necessário, como durante a manutenção ou em caso de emergência.

Além de manter o aerogerador alinhado com o vento, o sistema também desempenha um papel crucial na segurança operacional: o *yaw-drive* é projetado para detectar condições climáticas adversas, como ventos fortes ou rajadas, e pode automaticamente ajustar a posição da parte central para reduzir o estresse sobre toda estrutura do aerogerador. Isso auxilia na proteção do equipamento contra possíveis danos e assegura a integridade do aerogerador em situações climáticas adversas.

2.1. Erro de Guinada - Desvio de Ponto Zero

Uma falha comumente observada no processo de controle de guinada é o erro de ponto zero nos sensores que medem o ângulo de guinada. Este erro ocorre quando o ponto zero do sensor, ver Figura-2(a), que deveria coincidir com a direção correta da nacele em relação ao vento, se desloca de sua posição ideal. O esquema da medição dos ângulos e posições é ilustrado na Figura-2(b). O ângulo de guinada é a diferença entre a direção do vento e a posição do rotor/nacele.

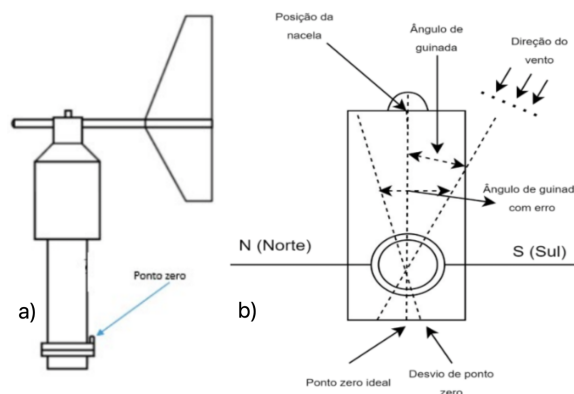


Figura 2: a) Ilustração do ponto zero do sensor cata-vento. b) Esquema de medição do ângulo de guinada, com indicação do deslocamento/desvio de ponto zero.

O deslocamento/erro do ponto zero pode ser causado por vários fatores, como uma instalação inadequada, operação em ambientes hostis ou simplesmente desgaste ao longo do tempo. Como resultado, a medição do ângulo de guinada pelo sistema SCADA pode ser comprometida, levando a uma redução na produção de energia eólica [Wan e Sheng, 2015].

A influência da velocidade do vento e do ângulo de guinada na produção de potência podem ser mensuradas através da Lei de Betz [Betz, 2014], expressa pela equação (1) [Rauh, 1984]:

$$P = \frac{1}{2} \rho V^3 C_P \cdot [\cos(\theta)]^3 \quad (1)$$

em que P é a energia eólica gerada; ρ é a densidade do ar; V é a velocidade do vento; C_P é o coeficiente de potência e θ é o ângulo de guinada. Na prática, a Lei de Betz indica que a melhor performance do aerogerador deveria ocorrer para o ângulo de guinada igual a zero.

A detecção precoce e precisa desse erro é importante para evitar perdas significativas de produção de energia. Conforme indicado pela equação (1), um erro médio de guinada de 10° (dez graus) pode causar uma perda de energia de até 10% [Astolfi et al., 2020]. Ademais, cumpre destacar que a adoção de estratégias baseadas em análise de dados para identificação deste erro, têm sido empregadas em processos eficientes de operação e manutenção (O&M) para redução de custos [Dao e et al., 2019], minimizando a necessidade de inspeções manuais periódicas.

3. Metodologia para diagnóstico do erro de guinada

O diagrama da metodologia utilizada para o diagnóstico do erro de guinada (yaw) é apresentado na Figura 3. A metodologia concentra-se na inspeção dos valores de potência, conforme apresentada em [Pei, 2018], e pressupõe que sua dependência seja exclusivamente da velocidade do vento e do ângulo de yaw (guinada). Desse modo, faz-se necessário a investigação da potência em diferentes condições de vento e ângulos de guinada (divisão em subconjunto de dados), bem como o pré-processamento adequado para minimizar o efeito da inclinação das hélices (*blade pitch angle*) e/ou oriundos de outras condições da turbina eólica que afetem sua potência gerada.

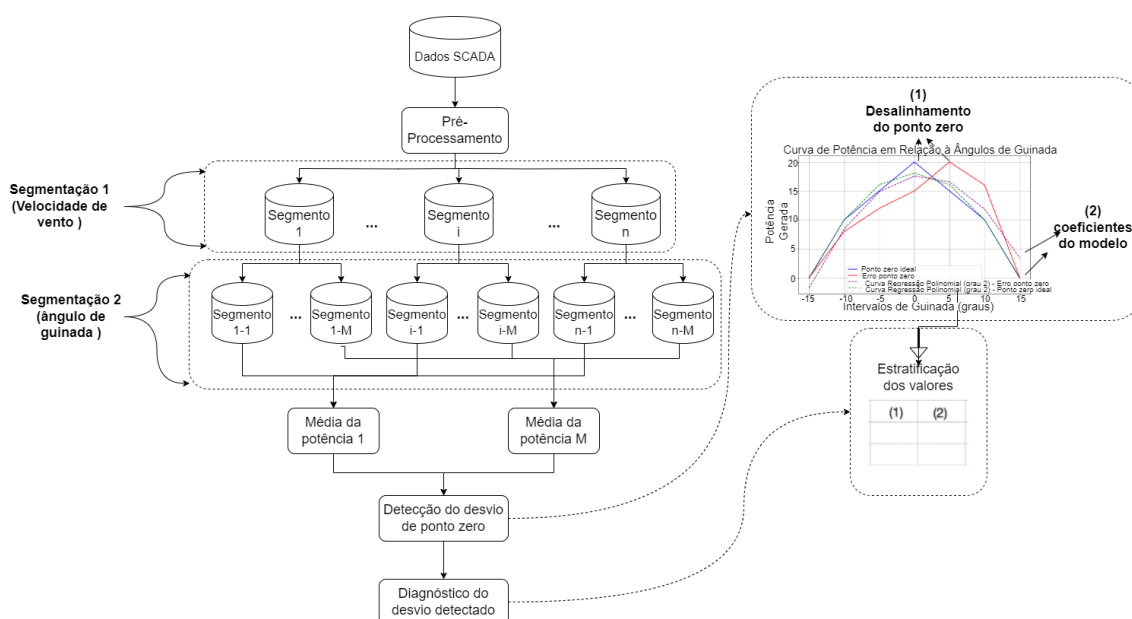


Figura 3: Diagrama da metodologia utilizada para diagnóstico do erro de guinada. Dados SCADA para determinado período temporal são pré-processados e segmentados para computação da média de potência em cada ângulo de guinada. Em seguida, os valores obtidos com a inspeção visual ($\max_Exp$) e com a análise dos coeficientes do modelo gerado (vértice_RLQ) para a velocidade de vento escolhida são analisados. Por fim, é realizada a estratificação dos valores e gerado o diagnóstico para o erro de guinada.

Os dados SCADA para um determinado período temporal são pré-processados e, em seguida, segmentados em compartimentos de velocidade do vento e de ângulo de guinada. Nos compartimentos, os dados compartilham valores semelhantes de velocidade do vento e ângulo de guinada. Posteriormente, é calculada a média de potência para cada ângulo de guinada, com base nas subdivisões dos dados. Quanto maior o valor da média, melhor será o desempenho de potência associada. Desse modo, o ângulo que apresenta o máximo valor de média de potência é considerado como o ponto zero do sensor de ângulo de guinada [ver equação (1)]. Os valores de potência em função do ângulo de guinada são apresentados graficamente para diferentes velocidades de vento, permitindo a inspeção visual e comunicação entre os profissionais de O&M.

Em seguida, um modelo de Regressão Linear Quadrática (RLQ) é construído, permitindo ampliar o entendimento dos efeitos do erro de guinada na potência gerada. A RLQ é realizada para o conjunto de dados obtidos em uma determinada faixa de velocidade de vento. Os coeficientes da RLQ são extraídos para o cálculo do vértice da parábola (vértice_RLQ), indicando o ângulo de maior produção da turbina eólica. Na Figura 3 são ilustradas duas curvas de potência em relação ao ângulo de guinada e suas RLQs, uma alinhada em 0 e outra desalinhada em 5 graus.

Por fim, a estratificação dos valores obtidos com a inspeção visual e com o modelo RLQ é realizada de acordo com os intervalos de diagnóstico apresentados na Tabela 1. Cumpre destacar que a posição vértice_RLQ, em geral, minimiza a influência de valores extremos os quais incrementam/diminuem os valores médios, e consequentemente, enviesam a curva de potência e levam a constatação de erros de ponto zero superestimados. Tal situação é facilmente perceptível via inspeção visual. Nos casos em que a RLQ não minimizar tais efeitos, o valor máximo da curva experimental (max_Exp) é utilizado para indicar o ponto zero/erro de guinada.

Tabela 1: Estratificação para o diagnóstico do erro de guinada.

Diagnóstico	min (vértice_RLQ, max_Exp)
Alinhado	menor igual que $\pm 3^\circ$
Desalinhamento Baixo (Erro Baixo)	maior que $\pm 3^\circ$ e menor igual $\pm 5^\circ$
Desalinhamento Médio	maior que $\pm 5^\circ$ e menor igual $\pm 7^\circ$
Desalinhamento Alto	maior que $\pm 7^\circ$

4. Resultados

Para verificar a abordagem metodológica descrita, foram conduzidos experimentos com dados SCADA de 16 aerogeradores (enumerados de Turbina 1 a Turbina 16) localizados no Rio Grande do Norte, obtidos ao longo do ano de 2022. Os dados são referentes aos sensores presentes nos aerogeradores, coletados e armazenados a cada 10 minutos, perfazendo um total de mais de 100 mil registros para cada um dos aerogeradores. Nos experimentos, foram utilizadas as informações referentes aos seguintes dados: i) velocidade do vento (m/s); ii) ângulo de guinada ou yaw ($^\circ$); iii) potência gerada (W); iv) status do aerogerador e v) ângulo de inclinação das hélices ($^\circ$).

Pré-Processamento

Os dados SCADA foram organizados em um *dataset* de 1 ano, período suficiente para obtenção de quantidade de dados de potência para ângulos e velocidades de vento diferentes. As etapas de pré-processamento contemplam as fases de limpeza e de fracionamento de dados. Para a limpeza dos dados, o processamento perpassa pela remoção de dados incompletos ou com valores inconsistentes, acompanhado da adoção dos seguintes passos:

- Passo 1: Inclusão de pontos de dados em que o status de funcionamento do sistema de controle do aerogerador indica seu pleno funcionamento (sinal status igual a "OK");
- Passo 2: Inclusão de pontos de dados em que o ângulo de inclinação da hélice/pá for igual 0° (zero grau). Com isso, elimina-se a interferência do sistema de passo das pás, garantindo que o aerogerador não está realizando manobra de *pitch*²;
- Passo 3: Remoção de pontos de dados em que a velocidade do vento seja menor que 4 m/s e maior que 12 m/s;
- Passo 4: Remoção de pontos de dados em que o ângulo de guinda seja menor que -15° e maior que $+15^\circ$.

²O sistema de inclinação *pitch* ajusta o ângulo das hélices/pás da turbina eólica em relação ao vento, controlando a velocidade do rotor.

Na fase de fracionamento de dados, o conjunto de dados filtrados é segmentado em diferentes subconjuntos (compartimentos) com base na velocidade do vento (segmentação 1) e nos ângulos de guinada/yaw (segmentação 2), como indicado na Figura 3. Para a segmentação 1 (segmentos de vento) é definida uma faixa incremental de 0,5 m/s para cada compartimento. Dessa maneira, os dados contidos em um mesmo subconjunto exibem velocidades de vento semelhantes (com variação não excedente a 0,5 m/s). Os 16 compartimentos obtidos com o fracionamento de dados com base na velocidade do vento (*Seg_Vv*) foram:

$Seg_Vv = \{ (4.0, 4.5], (4.5, 5.0], (5.0, 5.5], (5.5, 6.0], (6.0, 6.5], (6.5, 7.0], (7.0, 7.5], (7.5, 8.0], (8.0, 8.5], (8.5, 9.0], (9.0, 9.5], (9.5, 10.0], (10.0, 10.5], (10.5, 11.0], (11.0, 11.5], (11.5, 12.0) \}$

Os pontos de dados presentes nos compartimentos gerados pela segmentação 1 possuem dados de potência sob a influência majoritária dos ângulos de guinada sobre a energia produzida. Desse modo, para verificar o efeito do ângulo de guinada na potência gerada, cada compartimento é subdividido em relação ao valor de ângulo de guinada (segmentação 2). Essa subdivisão é feita entre os valores de $\pm 15^\circ$, com incrementos de 1° . Na Figura 4 é apresentado a distribuição de potência em função do ângulo de guinada e a RLQ obtidas para *Seg_Vv* proposto. A média de potência gerada para cada subdivisão é calculada, e o ponto máximo representa o ângulo em que a turbina possui a máxima produção.

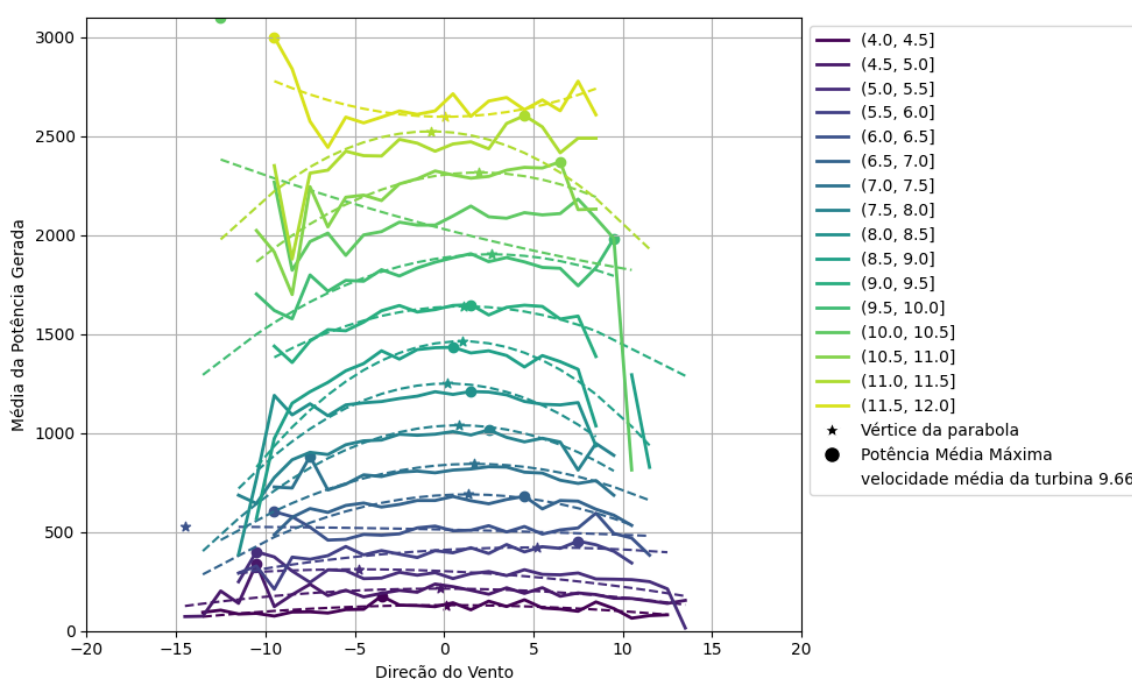


Figura 4: Distribuição de potência em função do ângulo de guinada (direção do vento) obtida com a metodologia proposta. Velocidade do vento indica na legenda. Curvas para os dados experimentais (linha sólida) e modelo RLQ (linha tracejada) com marcação das posições de máximo e vértice.

Na turbina exemplificada pela Figura 4, em baixas velocidades de vento (até 6,5 m/s) nota-se um desalinhamento negativo, com máxima produção ocorrendo entorno da mediana -5° de ângulo de yaw. Para as situações em que a velocidade do vento está próxima da média de velocidade da turbina (ventos acima de 7,0 m/s), a turbina está alinhada, com máxima produção próximo da mediana 2° . Eventualmente, em algumas situações de altas velocidades nota-se desalinhamentos

em -10° e $+7^\circ$.

Para o diagnóstico do erro de guinada, a máxima média de potência (gerada para cada subdivisão) é calculada para dois cenários específicos: 1) utilizando a média de velocidade do vento em que a turbina está submetida e 2) para velocidade do vento pré-determinada, isto é, para a média de velocidade do parque. A seguir, são apresentados os resultados para os cenários citados.

4.1. Cenário 1: Diagnóstico para a média de velocidade do vento de cada aerogerador

Na Figura 5 é apresentado os dados experimentais obtidos a partir da média de velocidade de vento apresentada por cada aerogerador.

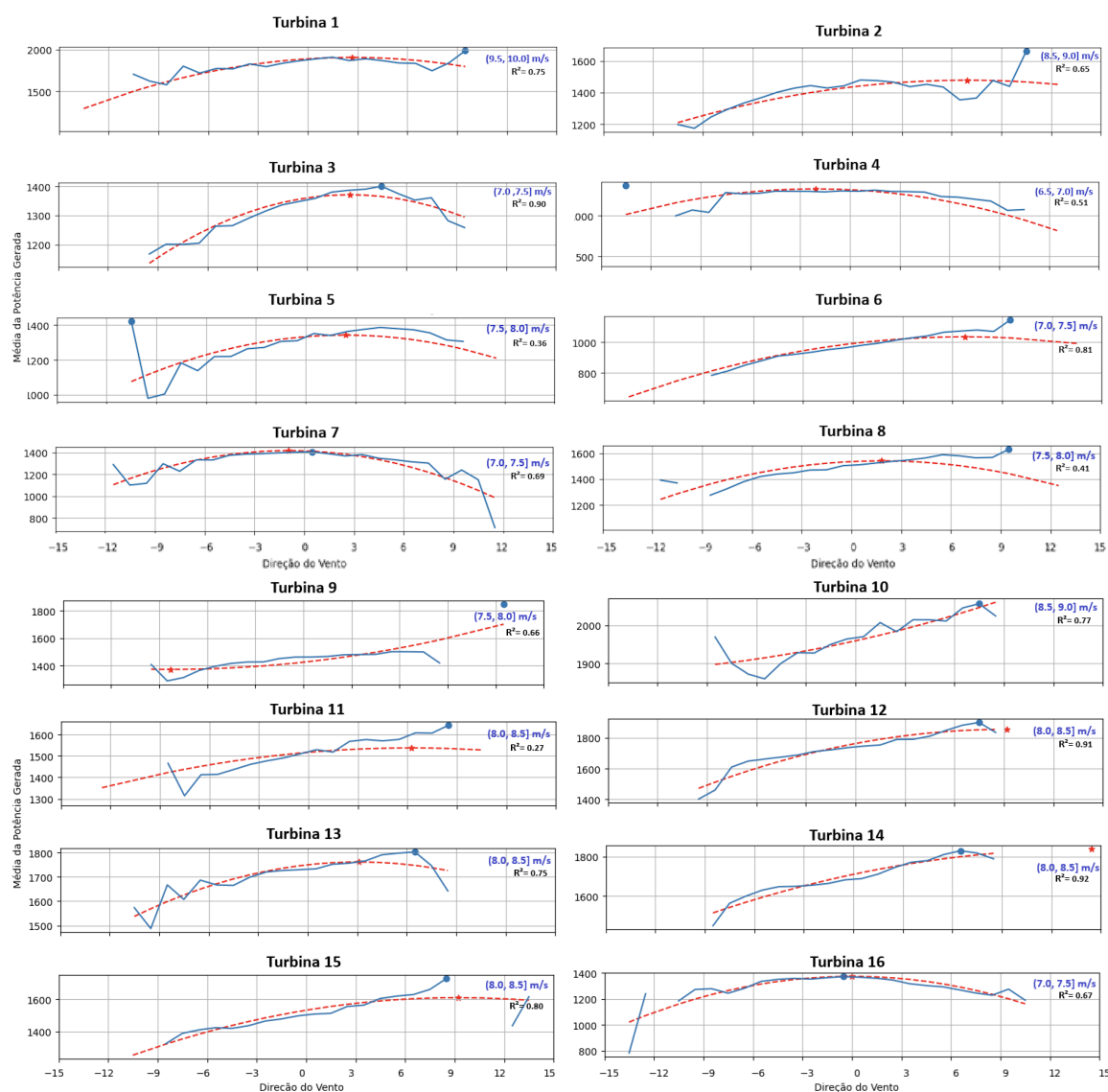


Figura 5: Distribuição de potência para a média de velocidade de vento de cada turbina, para os dados experimentais (linha sólida) e RLQ (linha tracejada). Ângulo de máxima produção, vértice da regressão e velocidade do vento indicados na figura.

As informações gráficas geradas permitem a inspeção visual do comportamento de cada turbina. Os dados experimentais e o modelo RLQ indicam o ângulo de guinada (yaw) em que o aerogerador fornece a máxima produção.

Um sumário dos valores e diagnósticos a partir da análise gráfica de cada uma das turbinas é apresentado na Tabela 2. O diagnóstico a partir da estratificação de valores proposta, foi majoritariamente definida pelo vértice da RLQ. Metade dos aerogeradores foram considerados alinhados. As Turbinas 1, 5 e 8 apresentaram as maiores diferenças entre a RLQ e os dados experimentais. Nota-se a predominância de desalinhamentos positivos para as turbinas consideradas desalinhadas.

Tabela 2: Diagnóstico a partir da média de velocidade de vento para cada aerogerador.

Turbina	Média de velocidade de vento (m/s)	Ângulo da máxima produção	Vértice da RLQ	Diagnóstico
1	9.66	9.5	2.6	RLQ-Alinhado
2	8.87	10.5	6.9	RLQ-Médio
3	7.30	4.5	2.5	RLQ-Alinhado
4	6.90	-13.5	-2.0	RLQ-Alinhado
5	7.79	-10.5	2.4	RLQ-Alinhado
6	7.39	9.5	6.7	RLQ-Médio
7	7.31	0.5	-0.9	Alinhado
8	7.81	9.5	1.8	RLQ-Alinhado
9	7.84	6.0	-8.3	Médio
10	8.57	7.5	-17.5	Alto
11	8.22	8.5	6.2	RLQ-Médio
12	8.19	7.5	9.1	Alto
13	8.14	6.5	3.0	RLQ-Alinhado
14	8.16	6.5	14.4	Médio
15	8.02	8.5	9.2	Alto
16	7.30	-0.5	0.0	RLQ-Alinhado

4.2. Cenário 2: Diagnóstico para velocidade do vento pré-definida

Também foi realizado a análise do erro de guinada para a velocidade de vento 8,0 m/s. Essa velocidade é referente a média de velocidade de todas as turbinas analisadas nesse estudo (e.g. média de velocidade do parque). Na Figura 6 é apresentado os dados experimentais obtidos para ventos com velocidade de 8,0 m/s. Um sumário dos valores e diagnóstico para essa situação de vento estão contidos na Tabela 3. Em comparação com dados do cenário anterior (usando a média de velocidade), as Turbinas 2 e 6 apresentaram uma melhor classificação, enquanto as Turbinas 3, 8 e 9 pioraram seu erro de guinada. O diagnóstico foi substituído pela predição de RLQ na Turbina 10. Já para as Turbinas 8 e 9 os dados experimentais apresentaram valores ligeiramente mais baixos, tendo o diagnóstico da Turbina 8 subsidiado pelos dados experimentais; todavia ambas as turbinas pioraram seu níveis de desalinhamento.

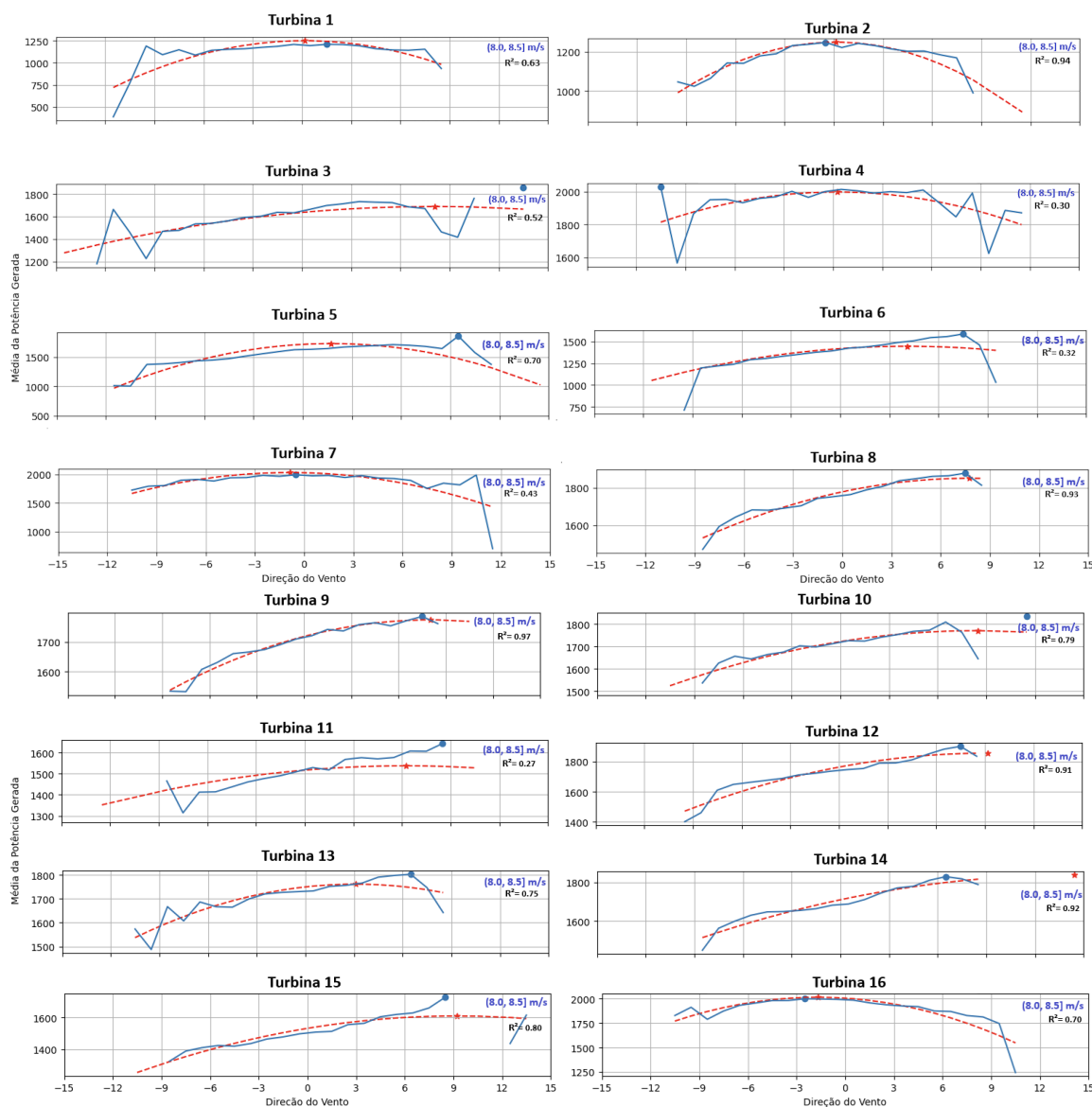


Figura 6: Distribuição de potência para a velocidade de vento médio do parque de 8,0 m/s; para os dados experimentais (linha sólida) e RLQ (linha tracejada). Ângulo de máxima produção, vértice da regressão e velocidade do vento indicados na figura.

5. Considerações Finais

Uma metodologia para auxiliar na análise dos erros de guinada de um aerogerador foi apresentada. A partir da identificação do erro de ponto zero nos sensores de direção do vento, a metodologia permite o diagnóstico da turbina eólica a partir da análise dos valores de potência. Para obter dados que apresentassem somente a influência dos ângulos de guinada sobre a energia produzida, a etapa de pré-processamento realizada em duas fases (filtragem e segmentação) mostrou-se satisfatória.

Os diagnósticos para erro de guinada de turbinas eólicas localizadas no Rio Grande do Norte, foi realizado em cenários cuja velocidade do vento é obtida a partir da média de velocidade da turbina ou do parque. Os resultados indicam a factabilidade da metodologia empregada em

Tabela 3: Diagnóstico a partir da velocidade média do parque: 8,0 m/s.

Turbina	Ângulo da máxima produção	Vértice da RLQ	Diagnóstico
1	2.5	0.8	RLQ-Alinhado
2	0.5	0.4	RLQ-Alinhado
3	13.5	8.0	RLQ-Alto
4	-10.5	0.2	RLQ-Alinhado
5	9.5	1.7	RLQ-Alinhado
6	7.5	4.0	RLQ-Baixo
7	-0.5	-0.8	Alinhado
8	7.5	7.7	Alto
9	7.5	8.0	Alto
10	11.5	8.4	RLQ-Alto
11	8.5	6.2	RLQ-Médio
12	7.5	9.1	Alto
13	6.5	3.0	RLQ-Alinhado
14	6.5	14.4	Médio
15	8.5	9.2	Alto
16	-2.5	-1.6	RLQ-Alinhado

auxiliar nos procedimentos de O&M de turbinas eólicas, contribuindo com o gerenciamento de energia para as cidades inteligentes.

Ademais, o refinamento da metodologia com a clusterização dos dados para turbinas com mesmo diagnóstico, inclusão de novas estratégias de pré-processamento [Tissot, 2024], investigação de cenários com ventos medidos em diferentes alturas, cenários com valores de potência fixos [Plumley, 2024] e a comparação com dados de direção do vento obtidos com hardware adicional são exemplos de trabalhos futuros.

Agradecimentos

Os autores gostariam de agradecer ao CNPq, CAPES, UFRSA e Voltalia Energia do Brasil pelo apoio financeiro concedido a pesquisa.

Referências

- Astolfi, D., Castellani, F., Becchetti, M., Lombardi, A., e Terzi, L. (2020). Wind turbine systematic yaw error: Operation data analysis techniques for detecting it and assessing its performance impact. *Energies*, 13(9).
- Astolfi, D., Castellani, F., e Terzi, L. (2019). An Operation Data-Based Method for the Diagnosis of Zero-Point Shift of Wind Turbines Yaw Angle. *Journal of Solar Energy Engineering*, 142(2): 024501.
- Bao, Y. e Yang, Q. (2021). A data-mining compensation approach for yaw misalignment on wind turbine. *IEEE TII*, 17:8154–8164.
- Betz, A. (2014). *Introduction to the theory of flow machines*. Elsevier.
- Bowen, N. e. I. R., e Zakay (2003). The field performance of a remote 10kw wind turbine. *Renew. Energy*, 28:13–33.
- Dao, C. e et al. (2019). Wind turbine reliability data review and impacts on levelised cost of energy. *Wind Energy*, 22:1848–1871.

- Dao, P. (2022). Condition monitoring and fault diagnosis of wind turbines based on structural break detection in scada data. *Renewable Energy*, 185:641–654.
- Demurtas, G. e Janssen, N. (2016). An innovative method to calibrate a spinner anemometer without the use of yaw position sensor. *Wind Energy Science*, 1:143–152.
- Dimitrov, N. e et al (2019). Wind turbine load validation using lidar-based wind retrievals. *Wind Energy*, 22:1512–1533.
- Fleming, P. e et al (2016). Detailed field test of yaw-based wake steering. *J. Phys.: Conf. Ser.*, 753: 052003.
- Gao, L. e Hong, J. (2021). Data-driven yaw misalignment correction for utility-scale wind turbine. *J. Ren. Sust. Ener.*, 13:063302.
- Girsang, D. J., I.P. (2015). Pitch controller for wind turbine load mitigation through consideration of yaw misalignment. *Mechatronics*, 32:44–58.
- GWEC (2023). Global wind report 2023. URL https://gwec.net/wp-content/uploads/2023/04/GWEC-2023_interactive.pdf.
- Jeong, M. e et al (2013). The impact of yaw error on aeroelastic characteristics of a horizontal axis wind turbine blade. *Energy*, 60:256–268.
- Kim, M. e Dalhoff, P. (2014). Yaw systems for wind turbines ? overview of concepts, current challenges and design methods. *Journal of Physics: Conference Series*, 524:012086.
- Pei, Z. J. B. K. D. Z. L., Y.; Qian (2018). Data-driven method for wind turbine yaw angle sensor zero-point shifting fault detection. *Energies*, 11:553.
- Plumley, C. (2024). Scada based static yaw misalignment analysis using open data. volume 1, p. 1.
- Rauh, W., A.; Seelert (1984). The betz optimum efficiency for windmills. *Appl. Energy*, 17:15–23.
- Sheibat-Othman, S. T. R. S. A. O. P. L. L., N.; Othman (2015). stimation of the wind turbine yaw error by support vector machines. *IFAC PapersOnLine*, 48:339—344.
- Tissot, J. (2024). In pursuit of data accuracy: Addressing north offset in wind turbines scada data. volume 1, p. 1.
- Wan, L., S.; Cheng e Sheng, X. (2015). Effects of yaw error on wind turbine running characteristics based on the equivalent wind speed model. *Energies*, 8:6286–6301.
- Yang, J., Fang, L., Song, D., Su, M., Yang, X., Huang, L., e Joo, Y. H. (2021). Review of control strategy of large horizontal-axis wind turbines yaw system. *Wind Energy*, 24(2):97–115.
- Yang, J., Wang, L., e et al (2022). Incorporating environmental impacts into zero-point shifting diagnosis of wind turbines yaw angle. *Energy*, 238:121762.
- Yesilbudak, S. C. I., M.; Sagiroglu (2015). A novel intelligent approach for yaw position forecasting in wind energy systems. *Int. J. Electr. Power*, 69:406–413.