

## Uma Revisão Preliminar dos Efeitos Turbulentos de Vento nos Desvios de Geração em Turbinas Eólicas.

Erika T. I. Barbosa \* Renan C. Assis \* Clóvis B. M. Oliveira \*  
Audalio R. Torres Junior \* Osvaldo R. Saavedra \*  
Francisco L. A. Neto \*\* Ramon M. de Freitas \*\*\*  
Arcilan T. Assireu \*\*\*\*

\* Instituto de Energia Elétrica, Universidade Federal do Maranhão,  
MA, (e-mails: erika.thays@discente.ufma.br,  
renan.cutrim@discente.ufma.br, clovis.oliveira@ufma.br,  
audalio.torres@ufma.br, o.saavedra@ieee.org ).

\*\* Laboratório de Meteorologia Aplicada, Universidade Federal do Rio  
de Janeiro, RJ, (e-mail: falbuquerque@gmail.com).

\*\*\* Camargo Schubert Wind Engineering, PR, ( email:  
ramon@camargo-schubert.com ).

\*\*\*\* Instituto de Recursos Naturais, Universidade Federal de Itajubá,  
MG, ( email: arcilan@unifei.edu.br).

---

**Abstract:** Atmospheric wind wakes in wind farms can be the cause of efficiency loss, extra mechanical efforts, maintenance anticipation and component replacement. In this paper it's presented a review of the recent studies that highlight the impact of these phenomenon and the strategies used to mitigate these negative impacts. Basic concepts are presented in order to have a better understanding about the issue, such as wind wake and wake steering effects. Wind wake analysis are also provided via LIDAR and SODAR data indirectly collected, whose results reinforce the idea of wind wake effects studies require precise models in order to preview the performance of wind turbines.

**Resumo:** A turbulência atmosférica do vento em parques eólicos pode ocasionar perda de eficiência, esforços mecânicos adicionais nas turbinas, antecipação de manutenções e substituições de componentes. Neste artigo é apresentada uma revisão das abordagens que focalizam o impacto destes fenômenos e as estratégias utilizadas para mitigar seus efeitos. São apresentados alguns conceitos básicos necessários para que haja uma melhor compreensão do assunto, tais como, turbulência do vento e efeito esteira. Apresenta-se também análises de modelos de efeitos de turbulência provenientes de dados obtidos em campo instrumentalizado por medidas indiretas obtidas por equipamentos LIDAR e SODAR, cujos resultados reforçam a compreensão da necessidade de modelos de efeitos de turbulências mais precisos para a previsão do desempenho de aerogeradores.

*Keywords:* Wake Steering effects, Fatigue Loads, Atmospheric Turbulence, Wind Shear, Wind Turbines.

*Palavras-chaves:* Efeito Esteira, Cargas de Fadiga, Turbulência Atmosférica, Cisalhamento do Vento, Turbinas Eólicas.

---

### 1. INTRODUÇÃO

De acordo com Boletins Mensais de Geração Eólica da ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico), os desvios padrões entre a geração prevista e verificada, das usinas tipo I, II-B e conjuntos de usinas em operação no Brasil, apresentam resultados destoantes, isto é, valores médios percentuais muito acima, ou abaixo do esperado.

No Boletim de agosto de 2021, a usina do Conjunto Tacaratu, em Pernambuco, teve um desvio padrão negativo de 17%, equivalente a aproximadamente 12,6 MW a menos de energia prevista. Episódios como esses se repetem em

diferentes sazonalidades e se altera para cada usina de geração. Esses dados, evidenciam a necessidade de uma melhor avaliação dos recursos eólicos, com propósito de uma previsão mais precisa do desempenho energético dos aerogeradores. Ressalta-se que os percentuais de desvios de energia publicados nos boletins técnicos da ONS não classifica as diversas causas, tendo por tanto, embutido nas estatísticas, por exemplo, desvios por paradas não programadas de aerogeradores para manutenção corretiva.

A incerteza é uma característica inerente à velocidade do vento e existe em diferentes escalas de tempo (Li et al., 2019). O perfil característico do vento é fortemente in-

fluenciado pelas condições climáticas, de tempo e topográficas locais. Trabalhos como Christensen and Dragt (1987), Elliott and Cadogan (1990), Albers et al. (2007) e Antoniou et al. (2009) apresentam resultados que corroboram com este argumento, evidenciando a influência que esses parâmetros causam na velocidade média do fluxo de entrada, e consequentemente na potência de saída de uma determinada turbina. Em trabalho recente, Assireu et al. (2022) reportaram um evento de anomalia do regime do vento, em escala horária, que leva a interrupção da geração, por resultar em vento abaixo do mínimo requerido para o funcionamento das turbinas.

Atualmente, para um fluxo de entrada uniforme, ou seja, mesma magnitude e direção da velocidade do vento dentro da área varrida pelas pás, o comportamento aerodinâmico de uma turbina eólica de eixo horizontal é bem compreendido e pode ser modelado com bastante precisão. Contudo, o fluxo de entrada geralmente não é uniforme devido ao gradiente de velocidade vertical do vento (cisalhamento), e de turbulências com causas térmicas e mecânicas caracterizadas por flutuações rápidas do vento em torno dos perfis médios (Wagner et al., 2009).

Neste artigo é apresentada uma revisão crítica das diferentes pesquisas e trabalhos que abordam os efeitos ocasionados pela turbulência atmosférica no desvio de energia dos aerogeradores. Previamente, fez-se uma análise da IEC 61400-1, uma norma que a indústria eólica utiliza e que especifica as exigências básicas para implantação de parques eólicos, visando reunir informações prementes para modelagem de turbulência quanto ao desempenho energético.

O artigo está organizado como segue: na seção 2 têm-se conceitos importantes sobre os impactos da turbulência no desvio de energia. Uma descrição das principais orientações estabelecidas pela IEC 61400-1 quanto a turbulência é abordada na seção 3. A metodologia de investigação bibliográfica é detalhada na seção 4. Os resultados da pesquisa são abordados na seção 5 e as considerações finais na seção 6.

## 2. IMPACTOS DA TURBULÊNCIA NA GERAÇÃO

Tangente ao assunto, devem ser abordados conceitos teóricos indispensáveis para a realização de uma análise eficiente no tocante aos desvios de energia nos parques eólicos, desta forma, conceitos básicos como escoamento turbulento e efeito esteira, que são primordiais para projetos de aerogeradores.

### 2.1 Escoamento Turbulento

A turbulência em ventos próximos à superfície é causada por forçantes mecânicas e térmicas. A primeira está relacionada à rugosidade da superfície, ou seja, tipo de cobertura do terreno, estado do mar, elementos orográficos (montanhas, vales, etc.) e construções (torres, prédios, etc.). A turbulência térmica é função da diferença de variação de temperatura no tempo e no espaço na superfície por sobre a qual o vento flui. Localidades próximas ao equador sofrem mais os efeitos da turbulência por forçantes térmicas do que as localidades situadas em latitudes altas. As forçantes térmicas impõem uma variabilidade diurna à

turbulência, diferentemente da turbulência mecânica que tem um caráter mais permanente.

### 2.2 Efeito Esteira

A região da esteira é compreendida como a região à sota-vento de uma turbina eólica. O efeito esteira por sua vez é uma consequência da passagem do vento pelo aerogerador, que dará início à produção de turbulência pela rotação das pás do aerogerador situado mais à frente. Esses ventos turbulentos poderão afetar a produção de potência dos aerogeradores que estão situados logo atrás em função do posicionamento desses aerogeradores e das condições de estabilidade da atmosfera. Condições de instabilidade da atmosfera aceleram a dissipação das esteiras de turbulência, enquanto condições de estabilidade alongam os efeitos da esteira de turbulência.

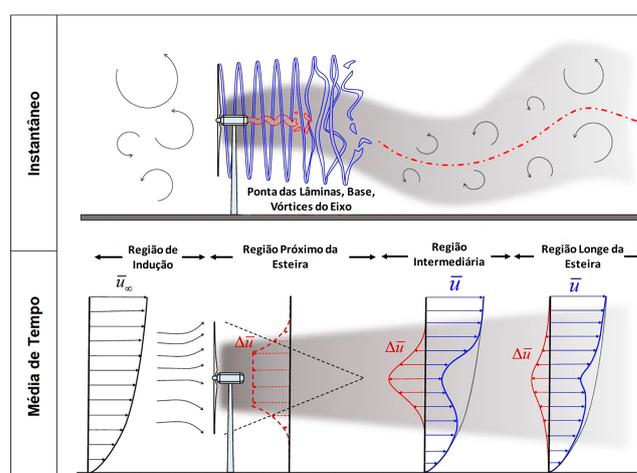


Figura 1. Regiões de fluxo resultantes da interação da turbina eólica e turbulência proveniente da camada limite. Adaptado de Porté-Agel et al. (2020).

A passagem do vento turbulento por uma turbina eólica e sua consequente produção de maior turbulência na região da esteira apresenta três subdivisões quanto à região compreendida atrás da turbina e afetada por estes ventos (Vermeer et al., 2003), sendo elas:

- Próximo a esteira: A região apresenta um fluxo de vento com predominância de ventos mais lentos causados pela extração de energia. Os vórtices criados pelas lâminas do rotor geram um déficit maior na velocidade do fluxo do vento e aumento na turbulência da região. A estrutura de fluxo de vento nessa região depende essencialmente da aerodinâmica das lâminas do rotor.
- Intermediário: Nesta região, as pontas dos vórtices começam a perder identidade gradativamente e o fluxo de vento que não estava sendo perturbado começa a se misturar com o fluxo de vento principal.
- Longe da esteira: Neste caso, assume-se que o equilíbrio é dado pela relação entre as forças convectivas e os gradientes de momento turbulentos do fluxo de vento. O déficit de velocidade apresentado na região próximo à esteira, assim como a turbulência extra começam a decair até chegar a uma distância em que a velocidade do vento e a turbulência normal ambiente

sejam alcançados. A depender da estabilidade atmosférica essa distância pode ter de 10 a 20 diâmetros de rotor.

### 3. PARÂMETROS DE TURBULÊNCIA EM IEC61400-1

Para a implantação de parques eólicos, é de suma importância determinar as forças atuantes nos aerogeradores. Para tal, deve-se recorrer as normas vigentes, em específico IEC 61400-1, amplamente utilizada no campo da energia eólica (Gong et al., 2019), que especifica os requisitos essenciais de simulações do projeto de forma a garantir a segurança e integridade física das estruturas mecânicas das turbinas durante sua vida útil. As características do ambiente externo devem ser consideradas no projeto de instalação do parque, uma vez que variam conforme o local. Nesta norma, a turbina eólica é classificada em termos de velocidade do vento e parâmetros de turbulência. Esta classificação é especificada na Tabela 1.

Tabela 1. Parâmetros básicos para diferentes classes de turbinas eólicas (IEC61400-1, 2014).

Classe de turbina eólica	I	II	III	S
$V_{ref}$ ( $ms^{-1}$ )	50,00	42,50	37,50	
A $I_{ref}^1$		0,16		Valor especificado pelo projetista.
B $I_{ref}$		0,14		
C $I_{ref}$		0,12		

Para parques eólicos *offshore* e ventos em circunstâncias de tempestades tropicais, como furacões, ciclones e tufões, as classes I, II e III não se enquadram. Tais condições podem exigir um projeto de turbina eólica classe S, cujos valores devem ser escolhidos pelo projetista, de forma a refletir esses cenários. A, B e C designam as categorias para características de intensidade de turbulência alta, média e baixa, respectivamente.

Na Tabela 1,  $V_{ref}$  é a velocidade média do vento de referência durante 10 minutos. A intensidade de turbulência de referência  $I_{ref}$  é o valor esperado da intensidade de turbulência a 15 m/s e é definida como o valor médio.

A IEC enfatiza que ao utilizar o modelo de turbulência, deve-se incluir os efeitos da variação da velocidade do vento em qualquer direção. Portanto, as 3 componentes da direção do vento devem ser levadas em consideração: longitudinal, lateral e vertical.

Os modelos de turbulência, para classes de turbinas padronizadas pela norma, devem atender as seguintes condições:

- o desvio padrão da turbulência,  $\sigma_1$ , na direção longitudinal deve ser considerado invariante com a altura, e as componentes laterais,  $\sigma_2$ , e vertical,  $\sigma_3$ , precisam satisfazer as seguintes equações:

$$\text{Componente lateral} : \sigma_2 \geq 0,7\sigma_1 \quad (1)$$

$$\text{Componente vertical} : \sigma_3 \geq 0,5\sigma_1 \quad (2)$$

<sup>1</sup>  $I_{ref}$  é uma grandeza adimensional

- O parâmetro de escala longitudinal da turbulência ( $\Lambda_1$ ), na altura do eixo z deve ser dado por:

$$\Lambda_1 = \begin{cases} 0,7z, & z \leq 60 \text{ metros} \\ 42 \text{ metros}, & z \geq 60 \text{ metros} \end{cases} \quad (3)$$

As densidades espectrais de potência nas três direções,  $S_1(f)$ ,  $S_2(f)$  e  $S_3(f)$  devem aproximar-se assintoticamente à medida que a frequência aumenta, resultando em:

$$S_1(f) = 0,05\sigma_1^2(\Lambda_1/V_{eixo})^{-2/3}f^{-5/3} \quad (4)$$

$$S_2(f) = S_3(f) = \frac{4}{3}S_1(f) \quad (5)$$

- No que concerne a componente longitudinal de velocidade do vento, um modelo de correlação espacial reconhecido por normas deve ser utilizado.

A norma apresenta dois modelos de turbulência, desenvolvidos por Mann (1994) e por Kaimal et al. (1972), que cumprem estes requisitos. Mediante o que a norma orienta, os dados medidos na fase de prospecção do parque devem ser confrontados com os modelos típicos de turbulência e concluir sobre a adequabilidade do aerogerador no local de instalação do parque eólico.

Os procedimentos para a estimativa de turbulência, em todas as versões da IEC são importantes tanto para o estudo de adequabilidade do sítio eólico, mas principalmente para o dimensionamento de cargas aerodinâmicas. Por exemplo, a norma IEC61400-1 (2019) estabelece os critérios para simulação de eventos extremos de turbulência. Porém, nem sempre os desvios de geração de energia ou carregamento extremos nos aerogeradores estão correlacionados diretamente com a intensidade de turbulência incidente num aerogerador, mas sim com eventos de aumento da variância do vento em intervalos curtos de tempo, gerando, por exemplo, as rampas de vento e transientes de grandes estruturas coerentes da turbulência que são corriqueiramente observados na camada limite atmosférica e no escoamento do vento em um parque eólico.

### 4. METODOLOGIA DE BUSCA POR ANTERIORIDADES

Para investigar e compreender como a turbulência afeta a geração de energia, fez-se uma revisão sistemática, a fim de selecionar os principais trabalhos a serem estudados.

#### 4.1 Levantamento Bibliográfico

A metodologia de seleção das pesquisas incluídas nesta revisão está descrito na Figura 2.

A busca foi realizada na base de dados bibliográficos da Wiley Online Library, IEEE Xplore, Springer Link, Science Direct e no portal de periódicos da CAPES/MEC, através do acesso proveniente da instituição de ensino superior Universidade Federal do Maranhão (UFMA).

A estratégia de seleção de artigos foi definida em 4 etapas de filtragem. Na etapa 1, estabeleceu-se “turbulence”,



Figura 2. Esquema de metodologia de revisão bibliográfica sistemática.

“power”, “wind farms” and “wind turbine” como palavras-chaves, encontradas dentro do corpo do texto do artigo, resultando em 9.692 trabalhos. Seguindo para a etapa de filtragem 2, refinou-se a busca para artigos publicados de 2017 ao presente ano, inglês como idioma, e “turbulence” no título, permanecendo as demais palavras em qualquer parte do artigo, obtendo 181 periódicos. Na etapa de triagem, após a leitura de títulos e resumos, excluiu-se as duplicatas e trabalhos com abordagens que não se aplicam a temática em questão. E por fim, fez-se a seleção final utilizando o fator de impacto, um indicador bibliométrico que avalia as revistas científicas.

#### 4.2 Análise Bibliométrica

Após a seleção final dos artigos, fez-se uma análise bibliométrica utilizando o VOSviewer<sup>©</sup>, um *software* desenvolvido para construção e visualização de mapas bibliométricos.

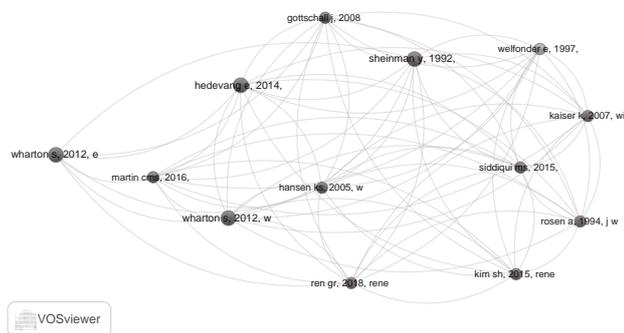


Figura 3. Mapa de cocitação dos 13 artigos mais citados (visualização em rede).

Mapa de visualização apresentado na Figura 3, reflete os periódicos mais cocitados pelos trabalhos escolhidos na seção anterior. Cada item intitulado com autor e ano representa uma publicação. A distância entre esses itens evidencia a afinidade existente entre os trabalhos, e o tamanho do círculo indica o número de citações efetuadas (Van Eck and Waltman, 2020).

Para construção do mapa, utilizou-se informações bibliográficas dos artigos disponibilizadas pela plataforma *Web of Science*<sup>™</sup>, o *software* reuniu 505 artigos cocitados. Na Figura 3, apresentam-se os 13 trabalhos que foram citados mais de 3 vezes. Sheinman and Rosen (1992), Hedevang (2014) e Wharton and Lundquist (2012) foram os 3 artigos mais citados.

Na Figura 4, tem-se o mapa de coocorrência de palavras-chaves, uma outra funcionalidade do *software*. Essa rede

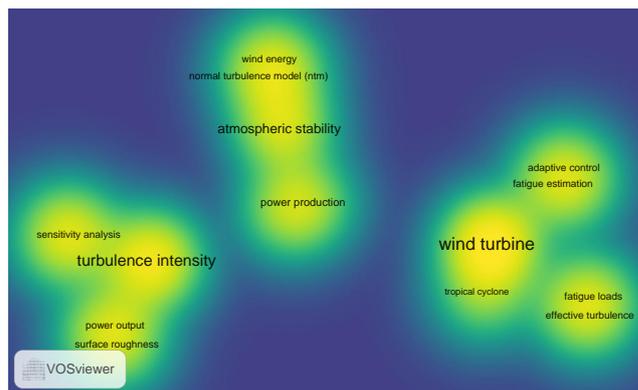


Figura 4. Mapa de densidade de coocorrência das principais palavras-chaves.

de palavras mostra uma visão geral do que está sendo tratado nos artigos selecionados. O tamanho da palavra e a evidência da cor amarela mostra a maior ocorrência desses termos nos artigos. Os resultados do mapa de densidade mostram claramente uma maturação de investigações que correlacionam turbulência e estabilidade atmosférica, com o desempenho de aerogeradores.

### 5. ANÁLISES E RESULTADOS

O impacto da turbulência e estabilidade atmosférica no desempenho de aerogeradores e parques eólicos está bem assentado na literatura (Rosen and Sheinman 1994; Albers et al. 2007; Kaiser et al. 2007; Gottschall and Peinke 2008; Wharton and Lundquist 2012). Trabalhos recentes têm-se preocupado em incluir o efeito da turbulência no cálculo de potência propondo soluções de previsão viáveis e precisas para diferentes tipos de locais.

#### 5.1 Wang et al. (2019)

Através de dados de 6 torres meteorológicas instaladas próximas à província de Guangdong, China, região típica de ciclones tropicais (CT), fizeram um estudo a partir dos padrões da IEC para calcular o comprimento da rugosidade, intensidade de turbulência, escala de comprimento integral de turbulência e espectro de turbulência, a fim de melhorar os parâmetros de turbulência em áreas propensas a ciclones. Como resultado, observaram que as diferentes superfícies subjacentes influenciam na intensidade de turbulência sob condições de CT, portanto o comprimento de rugosidade é um importante parâmetro a ser considerado.

Tabela 2. Coeficientes espectrais de turbulência.

	Índice da componente de velocidade (k)		
	1(Longitudinal)	2(Lateral)	3(Ascendente)
$\alpha_k$	0,4	0,4	1,2
$\beta_k$	0,3	0,5	0,8
$\gamma_k$	0,9	0,8	1,8

Seguindo o estabelecido na IEC, quanto aos desvios padrões aumentarem linearmente conforme a velocidade, calculou-se a densidade espectral de potência nas três direções do vento usando coeficientes de ajustes ( $\alpha_k$ ,  $\beta_k$  e  $\gamma_k$ ) que caracterizam as condições de CTs (Tabela 2).

### 5.2 Asadi and Pourhossein (2021)

Com o crescente progresso da energia eólica, tem se tornado recorrente o uso de métodos de tomada de decisão multiobjetivo (MODM- Multi-objective Decision-making) que pondera os principais critérios de decisão que são essenciais na localização de parques. Dentre eles, a densidade de potência eólica é primeiro critério técnico para avaliação de recursos eólicos e definição do local de implantação do parque, visto que independe das características das turbinas. Sendo assim, Asadi and Pourhossein (2021) formularam o efeito da turbulência na produção de energia e na vida útil de turbinas eólicas, utilizando 88 estações eólicas no Irã, por meio da função de densidade de potência eólica equivalente ( $WPD_{eq}$  - *Equivalent Wind Power Density*), dada por

$$WPD_{eq} = C_{lt} \cdot C_{wpd} \cdot WPD \quad (6)$$

$WPD$  (*Wind Power Density*) é a densidade de potência eólica antes de considerar a intensidade de turbulência,  $C_{wpd}$  é o efeito da intensidade de turbulência na produção de energia e  $C_{lt}$  o efeito da intensidade de turbulência na vida útil dos aerogeradores. Sendo  $C_{WPD}$  e  $C_{lt}$  formulados por

$$C_{lt} = (1 - \alpha \cdot TI) \quad (7)$$

$$C_{WPD} = (1 - \beta \cdot \Delta WPD) \quad (8)$$

$\alpha = 0,5$  e  $\beta = 2$ , indicam o impacto da turbulência na vida útil da turbina e na produção de energia, respetivamente. O estudo mostrou que a intensidade de turbulência sobre o critério de densidade de potência eólica pode ser estimada em 1/5, ou seja, pelo menos 16% dos recursos eólicos vai ser afetado pela turbulência.

### 5.3 Kim et al. (2021)

Os autores fizeram uma classificação da estabilidade atmosférica, intensidade de turbulência (TI) e expoente de cisalhamento do vento (WSE), e analisam a influência desses fatores atmosféricos na curva de potência e na produção anual de energia (AEP) dos aerogeradores. O estudo foi realizado utilizando medições de anemômetros de copo, cata-ventos e anemômetros sônicos 3D, fixados em um mastro meteorológico de 80 metros, localizado no Parque Eólico Dongbok-Bukchon na Ilha de Jeju, Coréia do Sul. Para a classificação de regimes de estabilidade, a estabilidade atmosférica expressa pelo número de Richardson (RI), TI e WSE foram classificadas em regimes instáveis, neutros e estáveis. Em resumo, os resultados do estudo mostraram que a condição instável foi predominante no parque. O AEP foi alto na condição atmosférica moderadamente instável com alto TI, evidenciando que um ambiente externo com certo nível de turbulência pode ser mais vantajoso em termos de geração de energia do que a ausência de turbulência.

### 5.4 Dong et al. (2021)

Propõem um modelo de controle adaptável baseado em turbulências (ATBC-*Adaptive Turbulence-Based Control*)

para turbinas eólicas sob diferentes condições de vento, oferecendo estimativas de danos no domínio da frequência e avaliações rápidas para otimização do controle. O modelo é alimentado com informações específicas do local através de medições ou estimativas e engloba a densidade espectral de potência, segundo as orientações da IEC 61400, a variação de velocidade do rotor, avaliações de danos na torre, avaliações da taxa de dano por fadiga no domínio da frequência, avaliação de danos com contagem de *Rainflow* por transformada rápida de Fourier, a validação do método de danos por fadiga e milhagem do controle de passo. A vantagem do método proposto é que ele não depende de simulações de séries temporais computacionalmente caras com uma ferramenta aeroelástica, e requer apenas o modelo aero-servo-elástico linearizado com dinâmica de torre de primeira ordem.

### 5.5 Lopez-Villalobos et al. (2018)

Apresentam análises feitas com a utilização de anemômetros ultrassônicos e tecnologia LIDAR para realizar a caracterização da intensidade de turbulência para pequenas e grandes aplicações com turbinas eólicas na região de La Ventosa, México. Os dados utilizados para a caracterização dos modelos entram em acordo com as medidas obtidas pelo LIDAR. As medidas de intensidade de turbulência são calculadas com base nas metodologias estabelecidas por padrões internacionais de design de turbinas. O resultado da pesquisa indica que para medidas de 2 a 24 m/s, alguns valores medidos de intensidade de turbulência eram ainda maiores do que o recomendado pelo padrão, o que corresponde a um grande intervalo de tempo de cargas de fadiga não consideradas para o design da turbina, podendo levar a grandes danos estruturais. Ao se analisar a caracterização da intensidade de turbulência no local, com base nos modelos de turbulência apresentados na IEC 61400, é apontado que seriam apresentadas diminuições nas reduções de produção de energia e grandes falhas estruturais ao sistema.

### 5.6 Slot et al. (2019)

O artigo discorre sobre a utilização de dados da turbulência efetiva para avaliação de cargas de fadiga em pontos específicos de instalação para turbinas eólicas multi-megawatts em operação. A análise é baseada em dados de medidas de vento de 99 mastros internacionais que indicam que a turbulência efetiva, quando analisados por meio de uma curva de fadiga S-N bilinear, se apresenta como um dado que gera análises mais precisas em comparação às simulações setoriais. O trabalho engloba uma análise ampla de decisões a serem tomadas para a escolha do local de instalação da turbina eólica em momentos que a simulação setorial não se apresenta como uma alternativa factível dado o clima de vento específico do local e *layout* da instalação como um todo, visando aliar-se à indústria eólica em termos de redução de custos e redução nos impactos ambientais tomando em conta a vida útil das turbinas eólicas.

### 5.7 Wu et al. (2020)

Realizam um estudo direcionado à análise do impacto de diferentes fluxos de ventos provenientes da camada limite

por meio da simulação de uma série de 20 simulações de grandes redemoinhos de vento, tendo como foco a avaliação da eficiência da produção de eletricidade e a evolução da estrutura da esteira da turbina. O estudo é conduzido com base da representação de cinco layouts de parques eólicos em configurações diferentes, utilizando quatro condições de fluxo de vento e quatro comprimentos de rugosidade aerodinâmica para quatro valores de intensidade de turbulência no eixo da turbina. Os resultados demonstram que um aumento na confluência na intensidade de turbulência pode melhorar a eficiência de produção de potência geral de uma maneira melhor que o rearranjo das posições das turbinas. O aumento da turbulência que atinge as turbinas situadas atrás das primeiras turbinas pode ser manipulado pela regulação das turbinas situadas mais à frente, podendo aumentar e estabilizar a produção geral de potência de uma instalação eólica de grande porte.

### 5.8 Uchida and Takakuwa (2019)

Abordam um estudo relacionando as falhas de componentes rotativos de todas as turbinas situadas no local de estudo, com a intensidade de turbulência. A análise conta com um software desenvolvido por um dos autores, nomeado de RIAM-COMPACT que utiliza grandes redemoinhos de vento instáveis e não lineares para simulação do modelo de turbulência. O estudo é voltado principalmente os efeitos causados em uma turbina específica (T7) que apresentou falhas bem maiores que o esperado para o design do seu projeto em comparação com as outras turbinas situadas no mesmo local. A ocorrência de efeitos de intensidade de turbulência era maior nesta turbina específica, devido à presença de terrenos complexos, cumes e ondulações de superfície de várias escalas existentes nas proximidades de T7. Demonstra-se que os fluxos de vento separados por esses cumes resultam em turbulências induzidas por terreno. A análise expõe que os fluxos de vento que eram separados de suas características micro topográficas acima da turbina T7 geram grandes vórtices, que são levados de maneira periódica para regiões abaixo, apresentando impacto direto na turbina T7 por induzir turbulência por terreno. O trabalho por fim demonstra que, pela norma IEC 61400-1 Ed.3, os valores de turbulência induzida ultrapassam os valores tidos como Classe A, reforçando que a simulação de turbulência induzida por terreno apresentada possui boa precisão.

### 5.9 Uchida (2018)

O software RIAM-COMPACT e a técnica Large-Eddy Simulation (LES) são usados nesse estudo para reproduzir a topografia complexa e as condições de vento nos arredores do Parque Eólico de Atsumi, Japão. As simulações no RIAM-COMPACT mostraram que o terreno estava induzindo turbulência, alterando significativamente a velocidade e a direção do vento no local e, conseqüentemente, afetando a estrutura e produção de energia dos aerogeradores. O estudo levou à decisão de adotar um “programa de desligamento automático”, isto é, suspensão automática da operação da turbina eólica com base na velocidade e direção do vento. Dois anos após a implantação do programa no parque de Atsumi, observou-se uma melhora no desempenho das turbinas eólicas e diminuição nos custos de reparo.

### 5.10 Ren et al. (2018)

Apontam a necessidade do estudo da intensidade de turbulência do vento para o design da estrutura e cálculo das cargas aerodinâmicas em um aerogerador em terra. É apresentado uma comparação com o modelo de turbulência normal definido pelo padrão IEC, indicando ainda que o padrão IEC superestima a intensidade de turbulência. A avaliação das causas de periodicidade diárias de intensidade de turbulência é estudada com base na teoria atmosférica da camada limite. Então, propõem-se um modelo de variação temporal de intensidade de turbulência, que se apresenta como um modelo que encaixa melhor nos estudos que o modelo já proposto pela IEC. O trabalho visa contribuir para um melhor entendimento da intensidade de turbulência, para que seja possível realizar um estudo mais preciso sobre correções de curvas de potência eólica, estudos de cargas aerodinâmicas nas lâminas de turbinas eólicas e a escolha do tipo de design de uma turbina eólica.

### 5.11 Assireu et al. (2022)

Descreve o projeto EOSOLAR em que são feitos dois anos de experimento em campo, na região dos Lençóis Maranhenses. O estudo utiliza duas estações de micrometeorologia, um SODAR e um LIDAR, com alcance de 300 m e resolução espacial de 10 metros, para investigar cisalhamento do vento, determinação de comprimento de rugosidade, comportamento do perfil de escoamento turbulento, quantificação de forçantes térmicas e mecânicas no escoamento turbulento, existência e perfil de camadas limites internas criadas por efeito de costa, bem como o comportamento das características do vento na medida que se afasta da costa em direção ao continente. O projeto visa permitir a análise dos modelos numéricos utilizados para subsidiar o planejamento de parques eólicos, quanto a sua capacidade de simular adequadamente fenômenos típicos da região equatorial do nordeste brasileiro.

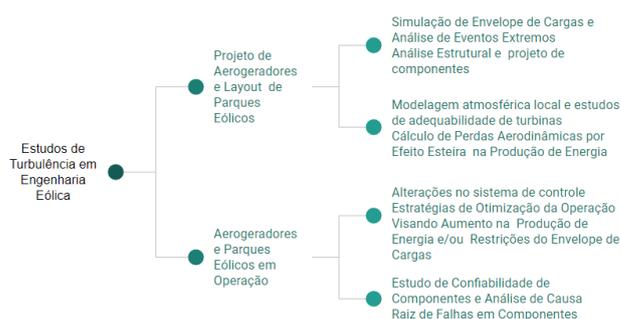


Figura 5. Taxonomia das principais abordagens referente ao estudo de turbulência.

A taxonomia das principais abordagens do estudo da turbulência na indústria eólica é apresentada na Figura 5. As medições e experimentos para o estudo da turbulência geralmente baseiam-se em simulação numérica principalmente nos projetos de aerogeradores utilizando critérios estabelecidos nas normas técnicas com a IEC. Por outro lado, os estudos de adequabilidade de parques eólicos requerem medições anemométricas que muitas vezes não permitem

inferir sobre a turbulência em escalas locais ou mesmo em determinadas turbinas específicas de um parque eólico. Com a implementação dos parques eólicos, as medições dos dados SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*) aliados as medições de sensores remotos têm permitido a indústria inferir sobre as incertezas dos modelos de esteira e consequentemente utilizar essa informação para otimização de novos layouts, além de reavaliar as estratégias de controle em determinados aerogeradores.

Do ponto de vista científico, há grandes desafios para a indústria eólica (Veers et al., 2019) em compreender cada vez mais as variabilidades do vento na escala temporal e espacial mais fina. Assim, a compreensão dos fenômenos turbulentos é importante tanto para a modelagem da camada limite atmosférica na região do parque eólico como para o desenvolvimento de novos aerogeradores. Nesse sentido, Veers et al. (2019) destaca a importância de uma abordagem multidisciplinar para superar os grandes desafios científicos da indústria eólica.

Gerke et al. (2018) a partir de análise de dados do sistema supervisor SCADA identificam que os modelos tradicionais utilizados para inferência dos efeitos da esteira de turbulência nos parques eólicos superestimam a intensidade de turbulência observada. Os autores recomendam recalcular a intensidade de turbulência nos parques existentes e isso pode contribuir para reduzir restrições em um parque em operação e mesmo para futuros projetos, indicando que o layout dos aerogeradores pode ser otimizado diminuindo o afastamento entre os aerogeradores.

Além dos dados SCADA e da ampla utilização da modelagem numérica como o aprimoramento das técnicas de simulação de grandes vórtices aplicados a eólica (Porté-Agel et al., 2011; Porté-Agel et al., 2020), a utilização do sensoriamento remoto da atmosfera tem contribuído com avanços no entendimento e validação do escoamento em parques eólicos (Rhodes and Lundquist, 2013). Outros experimentos são mais focados em múltiplos sensores e têm demonstrado a importância da parametrização da estabilidade atmosférica no escoamento dentro do parque eólico (Wharton and Lundquist, 2012). Por outro lado, a utilização do LIDAR para o estudo da esteira de turbulência nos parques eólicos tem sido amplamente utilizada (Lundquist and Bariteau, 2015; Lundquist et al., 2015). Embora os LIDARs sejam amplamente utilizados na indústria eólica dado sua mobilidade e principalmente a possibilidade de substituição das torres anemométricas na medição da magnitude e direção do vento.

O estudo detalhado do espectro de turbulência com sensores remotos, como o LIDAR, ainda possui limitações intrínsecas da geometria de aquisição de dados e resolução temporal, limitando sua utilização principalmente em terrenos complexos. Porém, o processamento dos dados brutos e alta resolução tem permitido inferências sobre o espectro de turbulência em determinadas condições como em terrenos planos (Kelberlau and Mann, 2020). Além disso, a utilização de instrumentações tipicamente usada nos experimentos micrometeorológicos são importantes para o entendimento das relações entre o fluxo na superfície a turbulência na altura do rotor, esse é um dos objetivos do projeto EOSOLAR que possui múltiplos sensores remotos

e campanhas específicas para o estudo da turbulência em regiões equatoriais (Assireu et al., 2022).

## 6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Estudos mais aprofundados das condições de turbulência, como o que está sendo realizado pelo projeto EOSOLAR na região equatorial do nordeste brasileiro, tem o potencial de fornecer informações a serem utilizadas pelas ferramentas de controle e automação de maneira a mitigar os efeitos causados pela turbulência nos aerogeradores por meio de sistemas de controle, como por exemplo, a movimentação do eixo do aerogerador, que visa reduzir o efeito esteira em turbinas a jusante.

## AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio do Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia em Energias Oceânicas e Fluviais (INEOF), Fundação de Amparo à Pesquisa e ao Desenvolvimento Científico e Tecnológico do Maranhão (FAPEMA), Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), Equatorial Energia e GeraMaranhão por meio do PD 00037-0042/2020..

## REFERÊNCIAS

- Albers, A., Jakobi, T., Rohden, R., and Stoltenjohannes, J. (2007). Influence of meteorological variables on measured wind turbine power curves. In *European Wind Energy Conf. and Exhibition*.
- Antoniou, I., Pedersen, S.M., and Enevoldsen, P.B. (2009). Wind shear and uncertainties in power curve measurement and wind resources. 33(5), 449–468. Publisher: SAGE Publications Sage UK: London, England.
- Asadi, M. and Pourhossein, K. (2021). Wind farm site selection considering turbulence intensity. 236, 121480. doi:10.1016/j.energy.2021.121480.
- Assireu, A.T., Pimenta, F.M., de Freitas, R.M., Saavedra, O.R., Neto, F.L., Júnior, A.R.T., Oliveira, C.B., Lopes, D.C., de Lima, S.L., Veras, R.B., et al. (2022). Eosolar project: Assessment of wind resources of a coastal equatorial region of Brazil—overview and preliminary results. *Energies*, 15(7), 2319. doi:https://doi.org/10.3390/en15072319.
- Christensen, C.J. and Dragt, J.B. (1987). *Accuracy of power curve measurements*. Risø National Laboratory.
- Dong, L., Lio, W.H., and Pirrung, G.R. (2021). Analysis and design of an adaptive turbulence-based controller for wind turbines. 178, 730–744. doi:10.1016/j.renene.2021.06.080.
- Elliott, D.L. and Cadogan, J.B. (1990). Effects of wind shear and turbulence on wind turbine power curves.
- Gerke, N., Reinwardt, I., Dalhoff, P., Dehn, M., and Moser, W. (2018). Validation of turbulence models through scada data. In *Journal of Physics: Conference Series*, volume 1037, 072027. IOP Publishing.
- Gong, X., Zhu, R., and Chen, L. (2019). Characteristics of near surface winds over different underlying surfaces in China: Implications for wind power development. 33(2), 349–362. doi:10.1007/s13351-019-8126-x.
- Gottschall, J. and Peinke, J. (2008). How to improve the estimation of power curves for wind turbines. 3(1), 015005. doi:10.1088/1748-9326/3/1/015005.

- Hedevang, E. (2014). Wind turbine power curves incorporating turbulence intensity. *Wind Energy*, 17(2), 173–195. doi:<https://doi.org/10.1002/we.1566>.
- IEC61400-1 (2014). Wind turbines – part 1: Design requirements,. OCLC: 936798269.
- Kaimal, J.C., Wyngaard, J.C., Izumi, Y., and Cote, O.R. (1972). Spectral characteristics of surface-layer turbulence. Section: Technical Reports.
- Kaiser, K., Langreder, W., Hohlen, H., and Højstrup, J. (2007). Turbulence correction for power curves. In J. Peinke, P. Schaumann, and S. Barth (eds.), *Wind Energy*, 159–162. Springer. doi:10.1007/978-3-540-33866-6\_28.
- Kelberlau, F. and Mann, J. (2020). Cross-contamination effect on turbulence spectra from doppler beam swinging wind lidar. *Wind Energy Science*, 5(2), 519–541.
- Kim, D.Y., Kim, Y.H., and Kim, B.S. (2021). Changes in wind turbine power characteristics and annual energy production due to atmospheric stability, turbulence intensity, and wind shear. *Energy*, 214, 119051. doi:<https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.119051>.
- Li, F., Ren, G., and Lee, J. (2019). Multi-step wind speed prediction based on turbulence intensity and hybrid deep neural networks. 186, 306–322. doi:10.1016/j.enconman.2019.02.045.
- Lopez-Villalobos, C.A., Rodriguez-Hernandez, O., Campos-Amezcuca, R., Hernandez-Cruz, G., Jaramillo, O.A., and Mendoza, J.L. (2018). Wind turbulence intensity at la ventosa, mexico: a comparative study with the IEC61400 standards. 11(11), 3007. Publisher: Multidisciplinary Digital Publishing Institute.
- Lundquist, J. and Bariteau, L. (2015). Dissipation of turbulence in the wake of a wind turbine. *Boundary-Layer Meteorology*, 154(2), 229–241.
- Lundquist, J., Churchfield, M., Lee, S., and Clifton, A. (2015). Quantifying error of lidar and sodar doppler beam swinging measurements of wind turbine wakes using computational fluid dynamics. *Atmospheric Measurement Techniques*, 8(2), 907–920.
- Mann, J. (1994). The spatial structure of neutral atmospheric surface-layer turbulence. 273, 141–168.
- Porté-Agel, F., Wu, Y.T., Lu, H., and Conzemius, R.J. (2011). Large-eddy simulation of atmospheric boundary layer flow through wind turbines and wind farms. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 99(4), 154–168.
- Porté-Agel, F., Bastankhah, M., and Shamsoddin, S. (2020). Wind-turbine and wind-farm flows: A review. 174(1), 1–59. doi:10.1007/s10546-019-00473-0.
- Ren, G., Liu, J., Wan, J., Li, F., Guo, Y., and Yu, D. (2018). The analysis of turbulence intensity based on wind speed data in onshore wind farms. *Renewable energy*, 123, 756–766. doi:<https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.02.080>.
- Rhodes, M.E. and Lundquist, J.K. (2013). The effect of wind-turbine wakes on summertime us midwest atmospheric wind profiles as observed with ground-based doppler lidar. *Boundary-layer meteorology*, 149(1), 85–103.
- Rosen, A. and Sheinman, Y. (1994). The average output power of a wind turbine in a turbulent wind. 51(3), 287–302. doi:10.1016/0167-6105(94)90064-7.
- Sheinman, Y. and Rosen, A. (1992). A dynamic model of the influence of turbulence on the power output of a wind turbine. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 39(1-3), 329–341. doi:[https://doi.org/10.1016/0167-6105\(92\)90557-Q](https://doi.org/10.1016/0167-6105(92)90557-Q).
- Slot, R.M., Sørensen, J.D., Svenningsen, L., Moser, W., and Thøgersen, M.L. (2019). Effective turbulence and its implications in wind turbine fatigue assessment. *Wind Energy*, 22(12), 1699–1715. doi:<https://doi.org/10.1002/we.2397>.
- Uchida, T. (2018). Les investigation of terrain-induced turbulence in complex terrain and economic effects of wind turbine control. *Energies*, 11(6), 1530. doi:<https://doi.org/10.3390/en11061530>.
- Uchida, T. and Takakuwa, S. (2019). A large-eddy simulation-based assessment of the risk of wind turbine failures due to terrain-induced turbulence over a wind farm in complex terrain. *Energies*, 12(10), 1925. doi:<https://doi.org/10.3390/en12101925>.
- Van Eck, N.J. and Waltman, L. (2020). VOSviewer manual. *Leiden: Univeriteit Leiden*, 1–53.
- Veers, P., Dykes, K., Lantz, E., Barth, S., Bottasso, C.L., Carlson, O., Clifton, A., Green, J., Green, P., Holttinen, H., et al. (2019). Grand challenges in the science of wind energy. *Science*, 366(6464), eaau2027.
- Vermeer, L.J., Sørensen, J.N., and Crespo, A. (2003). Wind turbine wake aerodynamics. 39(6), 467–510. doi:10.1016/S0376-0421(03)00078-2.
- Wagner, R., Antoniou, I., Pedersen, S.M., Courtney, M.S., and Jørgensen, H.E. (2009). The influence of the wind speed profile on wind turbine performance measurements. 12(4), 348–362. Publisher: Wiley Online Library.
- Wang, B., He, Z., Song, L., and Chen, W. (2019). Improved calculation of turbulence parameters based on six tropical cyclone cases: Implication to wind turbine design in typhoon-prone areas. 33(5), 895–904. doi:10.1007/s13351-019-8174-2.
- Wharton, S. and Lundquist, J. (2012). Assessing atmospheric stability and its impacts on rotor-disk wind characteristics at an onshore wind farm. 15(4), 525–546. doi:10.1002/we.483.
- Wu, Y.T., Lin, C.Y., and Chang, T.J. (2020). Effects of inflow turbulence intensity and turbine arrangements on the power generation efficiency of large wind farms. *Wind Energy*, 23(7), 1640–1655. doi:<https://doi.org/10.1002/we.2507>.