



UNIVERSIDADE FEDERAL DA GRANDE DOURADOS
Faculdade de Engenharia
Curso de Engenharia Mecânica

VINICIUS SUGUIMOTO

**DIMENSIONAMENTO DE UM ROTOR DE UMA TURBINA EÓLICA
DE EIXO VERTICAL DE PÁS RETAS DE PEQUENO PORTE**

DOURADOS
2021

UNIVERSIDADE FEDERAL DA GRANDE DOURADOS
Faculdade de Engenharia
Curso de Engenharia Mecânica

VINICIUS SUGUIMOTO

**DIMENSIONAMENTO DE UM ROTOR DE UMA TURBINA EÓLICA
DE EIXO VERTICAL DE PÁS RETAS DE PEQUENO PORTE**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Mecânica pela Faculdade de Engenharia da Universidade Federal da Grande Dourados.

Orientador: Prof. Dr. Liomar de Oliveira Cachuté

Área de concentração: Métodos de Síntese e Otimização Aplicados ao Projeto Mecânico

DOURADOS
2021



MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
FUNDAÇÃO UNIVERSIDADE FEDERAL DA GRANDE DOURADOS

ANEXO D - AVALIAÇÃO FINAL DO TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

Aluno: **VINICIUS SUGUIMOTO**

Título do trabalho e subtítulo (se houver): **DIMENSIONAMENTO DE UM ROTOR DE UMA TURBINA EÓLICA DE EIXO VERTICAL DE PÁS RETAS DE PEQUENO PORTE.**

BANCA EXAMINADORA

1. Presidente (orientador):

Prof. Dr. Liomar de Oliveira Cachuté, Universidade Federal da Grande Dourados - UFGD

2. Membro:

Prof. Dr. Rafael Ferreira Gregolin, Universidade Federal da Grande Dourados – UFGD

3. Membro:

Prof. Dr. Rodrigo Borges Santos, Universidade Federal da Grande Dourados - UFGD

De acordo com o grau final obtido pelo aluno, nós da banca examinadora, declaramos **Aprovado** o aluno acima identificado, na componente curricular Trabalho de Conclusão de Curso (TCC-II) de Graduação no Curso de Engenharia Mecânica da Universidade Federal da Grande Dourados.

Dourados, 29 de novembro de 2021.

Prof. Dr. Liomar de Oliveira Cachuté

Assinatura do avaliador

Prof. Dr. Rafael Ferreira Gregolin

Prof. Rodrigo Borges Santos

Resumo

A demanda de energia é exponencial e vem acompanhada de uma grande preocupação socioambiental relacionada ao impacto da emissão de gases por fontes não renováveis de energia elétrica ao clima global e a energia eólica é uma das alternativas para suprir a demandas que não emitem gases. O presente estudo visa dimensionar um rotor de uma turbina eólica de eixo vertical de pás retas com 1kW de potência utilizando o modelo Tubo de Corrente Múltiplo-Duplo. A análise é feita, primeiramente analisando a faixa de solidez adequada para o rotor sendo usado valores médios entre 0,20 e 0,25 para solidez, logo após verifica-se para as combinações de rotor com solidez entre a faixa ótima, a influência do número de pás para a amplitude do torque, sendo que quanto maior o número de pás menor é a variação do torque, e portanto seleciona-se apenas as combinações com o três pás, por fim compara-se os dois candidatos finais nomeados de rotores β e γ , observando que o rotor β possui uma grande zona negativa de coeficiente de performance, impactando na capacidade de partida do rotor, e portanto sendo descartada. O rotor final escolhido é o γ com a NACA 0021, dado que este rotor possui a menor zona negativa para o coeficiente de performance.

Palavras-chave: Turbina Eólica de Eixo Vertical. Performance Aerodinâmica. Tubo de Corrente Múltiplo-Duplo.

Abstract

The demand for energy is exponential and is accompanied by a great socio-environmental concern related to the impact of the emission of gases from non-renewable sources of electricity on the global climate, and wind energy is one of the alternatives to meet demands that do not emit gases. The present study aims to design a 1kW vertical axis straight blade wind turbine rotor using the Double Multiple streamtubes model. The analysis is carried out, firstly analyzing the suitable solidity range for the rotor, using mean values between 0.20 and 0.25 for solidity, then it is verified for rotor combinations with solidities between the optimal range, the influence of number of blades for torque amplitude, with the greater the number of blades, the smaller the torque variation, and therefore only the combinations with the three blades are selected, finally, the final two candidates named β and γ rotors are compared, noting that the rotor β has a large negative zone of performance coefficient, impacting the rotor's starting capacity, and therefore being discarded. The final rotor chosen is the γ with NACA 0021, as this rotor has the smallest negative zone for the performance.

Keywords: Vertical Axis Wind Turbine. Aerodynamic Performance. Double Multiple Streamtubes.

DIMENSIONAMENTO DE UM ROTOR DE UMA TURBINA EÓLICA DE EIXO VERTICAL DE PÁS RETAS DE PEQUENO PORTE

Vinicius Suguimoto, vinisuguimoto@gmail.com¹
Liomar de Oliveira Cachuté, liomarcachute@ufgd.edu.br¹

¹Universidade Federal da Grande Dourados, Rodovia Dourados - Itahum, Km 12, Cidade Universitária, Dourados – MS.

Resumo. A demanda de energia é exponencial e vem acompanhada de uma grande preocupação socioambiental relacionada ao impacto da emissão de gases por fontes não renováveis de energia elétrica ao clima global e a energia eólica é uma das alternativas para suprir a demandas que não emitem gases. O presente estudo visa dimensionar um rotor de uma turbina eólica de eixo vertical de pás retas com 1kW de potência utilizando o modelo Tubo de Corrente Múltiplo-Duplo. A análise é feita, primeiramente analisando a faixa de solidez adequada para o rotor sendo usado valores médios entre 0,20 e 0,25 para solidez, logo após verifica-se para as combinações de rotor com solidez entre a faixa ótima, a influência do número de pás para a amplitude do torque, sendo que quanto maior o número de pás menor é a variação do torque, e portanto seleciona-se apenas as combinações com o três pás, por fim compara-se os dois candidatos finais nomeados de rotores β e γ , observando que o rotor β possui uma grande zona negativa de coeficiente de performance, impactando na capacidade de partida do rotor, e portanto sendo descartada. O rotor final escolhido é o γ com a NACA 0021, dado que este rotor possui a menor zona negativa para o coeficiente de performance.

Palavras chave: Turbina Eólica de Eixo Vertical. Performance Aerodinâmica. Tubo de Corrente Múltiplo-Duplo.

Abstract. The demand for energy is exponential and is accompanied by a great socio-environmental concern related to the impact of the emission of gases from non-renewable sources of electricity on the global climate, and wind energy is one of the alternatives to meet demands that do not emit gases. The present study aims to design a 1kW vertical axis straight blade wind turbine rotor using the Double Multiple streamtubes model. The analysis is carried out, firstly analyzing the suitable solidity range for the rotor, using mean values between 0.20 and 0.25 for solidity, then it is verified for rotor combinations with solidities between the optimal range, the influence of number of blades for torque amplitude, with the greater the number of blades, the smaller the torque variation, and therefore only the combinations with the three blades are selected, finally, the final two candidates named β and γ rotors are compared, noting that the rotor β has a large negative zone of performance coefficient, impacting the rotor's starting capacity, and therefore being discarded. The final rotor chosen is the γ with NACA 0021, as this rotor has the smallest negative zone for the performance.

Keywords: Vertical Axis Wind Turbine. Aerodynamic Performance. Double Multiple Streamtubes.

1. INTRODUÇÃO

A previsão do consumo de energia no mundo é de aumentar em 50% até 2050 de acordo com a *U.S Energy Information Administration* (EIA) (KAHAN, 2021), a pesquisa é feita comparando os países pertencentes e não pertencentes a Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE). O aumento no consumo vem acompanhado por uma grande preocupação ambiental, evidenciada na pressão social e políticas públicas de vários países desenvolvidos, como a Alemanha que pretende extinguir as centrais elétricas de carvão até 2038 transformando sua matriz elétrica com a participação de pelo menos 65% de fontes renováveis (BBC, 2020) e o Japão, onde a população não se sente segura após o desastre de Fukushima com usinas nucleares (OLSEN, 2021).

Dentre as fontes renováveis para geração de energia elétrica, pode-se citar a eólica que são convertidas utilizando uma turbina eólicas. As turbinas eólicas podem ser classificadas quanto a direção do eixo de rotação, sendo horizontal ou vertical. As turbinas de eixo horizontal, conhecidas pelo seu formato de cata-vento, são mais eficientes quando analisadas singularmente, mas em fazendas de geração eólica, possivelmente podemos ter uma maior densidade de potência para arranjos de turbinas eólicas de eixo vertical, e também, há ganhos em custos de logística e manutenção por serem operadas próximas ao solo (DABIRI, 2011).

Nomenclatura			
a	Coefficiente de indução	α	Ângulo de ataque [°]
a_{new}	Novo coeficiente de indução para verificação de convergência	θ	Posição angular da pá [°]
C_D	Coefficiente da força de arrasto	λ	Tip-speed ratio
C_L	Coefficiente da força de sustentação	λ_G	Tip-speed ratio global
C_N	Coefficiente da força normal	σ	Solidez
C_P	Coefficiente de potência	ρ	Densidade do ar [kg/m ³]
C_q	Coefficiente de torque	ω	Velocidade angular [rad/s]
C_T	Coefficiente da força tangencial		
c	Comprimento de corda [m]	Sobrescrito	
D	Diâmetro [m]	'	Região a jusante
f	Fator característico do rotor		
H	Altura [m]		
R	Raio [m]		
N_b	Número de pás		
T_i	Torque instantâneo [N m]		
\bar{T}	Torque médio		
V_e	Velocidade de equilíbrio [m/s]		
V_i	Velocidade induzida [m/s]		
V_R	Velocidade Relativa [m/s]		
V_∞	Velocidade de corrente livre [m/s]		

As turbinas de eixo vertical possuem diversos formatos ou perfís, dentre eles podemos citar os dois principais, o primeiro é o modelo *Savonius* sendo predominantemente movido por forças de arrasto e é composto por pás em formato de conchas dispostas lado a lado, mas em direções contrárias e ligadas por um eixo vertical e segundo o modelo *Darrieus* que possui o formato de catenária e é movido principalmente por forças de sustentação, podendo possuir duas ou mais pás (RAHMEIER, 2015).

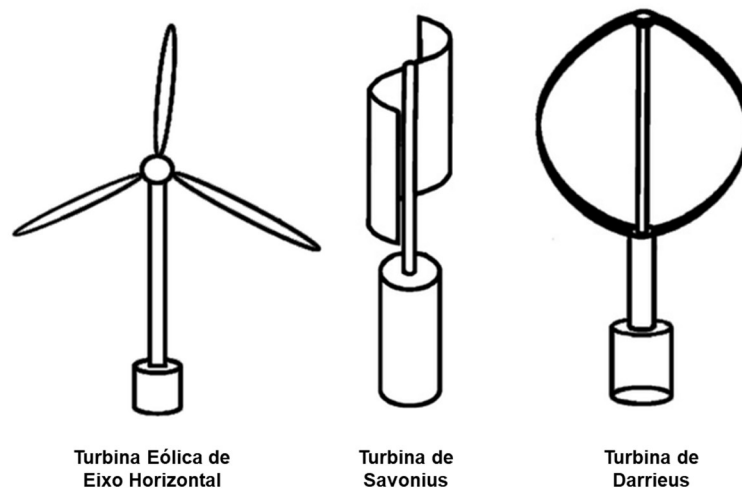


Figura 1. Representação das Turbinas de Eixo Horizontal, Savonius e Darrieus. Adaptado de Mehrpooya (2014).

O Rotor H descrito na Fig. 2, também chamado de *Straight Blades* ou pás retas, é uma variação do modelo de *Darrieus*, em que suas pás são retas. As principais vantagens desse rotor são a facilidade de fabricação e análise comparado ao modelo de *Darrieus* que possuem curvaturas em suas pás. (TAI et al., 2013).



Figura 2. Rotor Eólico do Tipo H. Fonte: Siemens (2015)

O presente estudo visa demonstrar o processo de parametrização dos fatores geométricos, ilustrados na Fig. 3 de um rotor de uma turbina eólica de eixo vertical de pás retas com 1kW de potência através da utilização do modelo Tubo de Corrente Múltiplo-Duplo para previsão de performance bem como analisar a influência dos parâmetros no dimensionamento.

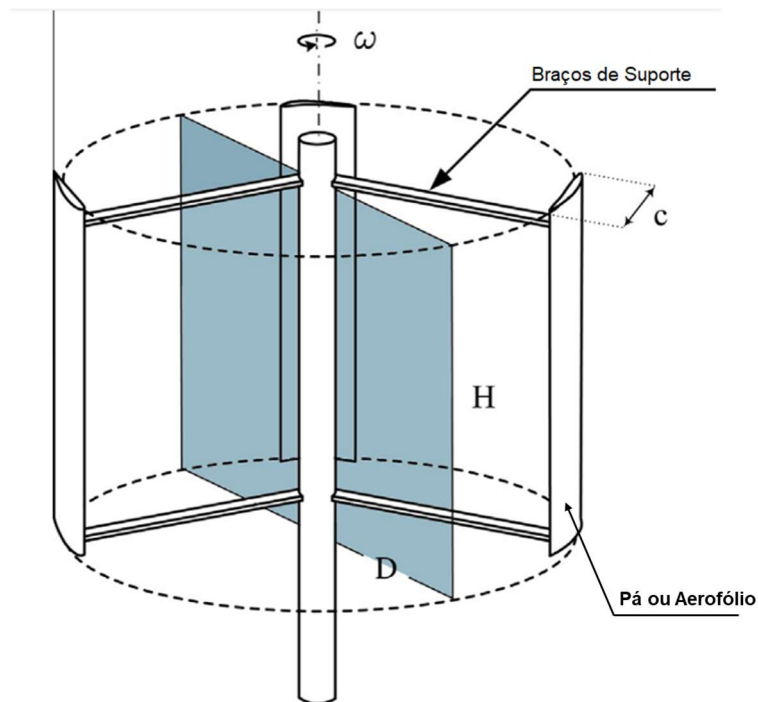


Figura 3. Parâmetros Geométricos de um Rotor Eólico de Pás Retas. Adaptado de Bianchini et. al. (2015)

Para análise será selecionada a melhor combinação entre os fatores descritos na Tabela 1 que atendam a demanda inicial.

Tabela 1. Parâmetros do rotor a serem analisados. Fonte: Autor

Número de pás	2 ou 3
Raio	[1.5, 2] m
Altura	4 m
Comprimento de corda	[0.25, 0.30, 0.35] m
Aerofólio	NACA0018, NACA0021

2. MATERIAIS E MÉTODOS

2.1. Múltiplos Tubos de Corrente Duplo

O modelo utilizado para prever as características de performance e torque do rotor aerodinâmico foi o Múltiplos Tubos de Corrente Duplo (*Double Multiple Streamtube – DMST*) implementado por Paraschivoiu (1988). O *DMST* combina o modelo de Múltiplos Tubos de Corrente (*MST*), que divide a turbina em vários tubos de corrente independentes, com o modelo de Disco Atuador Duplo, dois rotores infinitesimais finos e imaginários com um número infinito de pás, um para cada região do rotor, isso garante uma maior precisão na previsão de performance da turbina comparado ao modelo *MST* dados as variações de velocidade de corrente que ocorrem devido as interações com as pás da região a montante do rotor.

Partindo do modelo do Disco Atuador Duplo ilustrado na Fig. 4, obteve-se as velocidades para cada região do rotor.

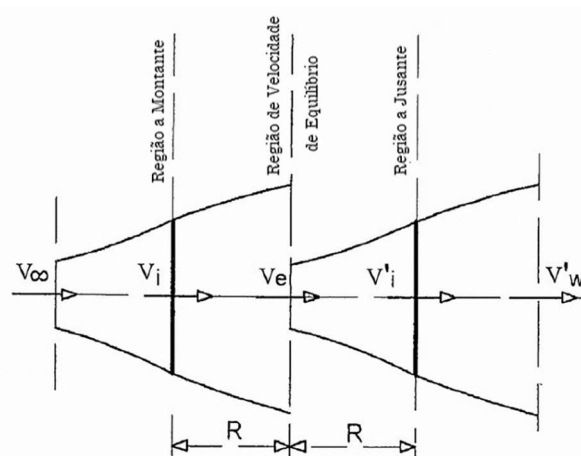


Figura 4. Modelo Disco Atuador Duplo. Adaptado de Paraschivoiu (1982)

Para o primeiro disco atuador, ou região a montante:

$$V_i = a V_\infty \quad (1)$$

$$V_e = (2a - 1)V_\infty \quad (2)$$

Para o segundo disco atuador, ou região a jusante:

$$V'_i = (1 - a')V_e = (2a - 1) a' V_\infty \quad (3)$$

No qual V_i é a velocidade induzida na pá da região a montante, V'_i é a velocidade induzida na pá da região a jusante e V_e a velocidade da zona de equilíbrio.

As variáveis a e a' são os fatores de indução que por sua vez são obtidos iterativamente através da convergência das equações de momento com as de elementos de pás descritas nas eq. 13 e 14 para região a montante e 15 e 16 para região a jusante. Utilizou-se a implementação do Paraschivoiu (1998) através do código CARDAA, que emprega dois fatores de indução constantes um para cada região do ciclo.

Uma turbina eólica de pás retas pode ser representada bidimensionalmente de acordo com o a Figura 5.

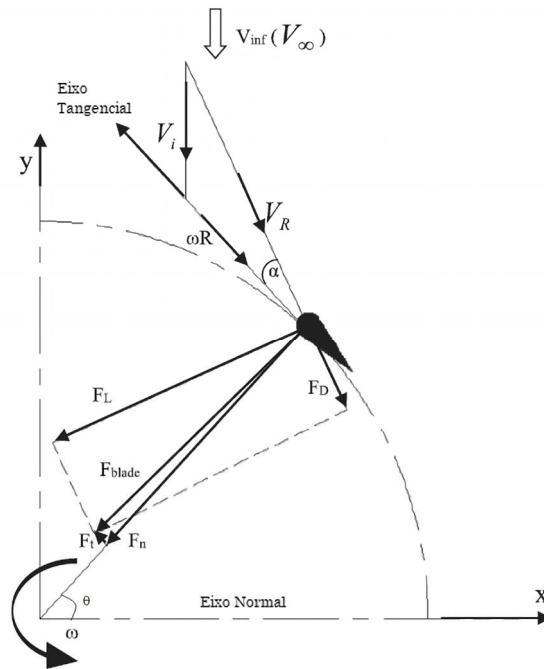


Figura 5. Representação do primeiro quadrante de uma turbina eólica de eixo vertical. Adaptado de Saber et al. (2018)

A velocidade relativa V_R é dada por:

$$V_R^2 = V_i^2 [(\lambda - \sin \theta)^2 + \cos^2 \theta] \quad (4)$$

O ângulo de ataque α é dado por:

$$\alpha = \sin^{-1} \frac{\cos \theta}{\sqrt{[(\lambda - \sin \theta)^2 + \cos^2 \theta]}} \quad (5)$$

Onde λ é um importante número adimensional na análise de turbinas eólicas conhecido como *Tip Speed Ratio* (TSR), sendo a razão entre a velocidade tangencial e a velocidade de corrente livre denotado como $\lambda = \frac{\omega R}{V_i}$.

Os coeficientes de força normal (C_N) e de força tangencial (C_T) dependem do ângulo de ataque α e dos coeficientes de sustentação C_L e de arrasto C_D :

$$C_N = C_L \cos(\alpha) + C_D \sin(\alpha) \quad (6)$$

$$C_T = C_L \sin(\alpha) - C_D \cos(\alpha) \quad (7)$$

Já o torque instantâneo T_i é obtido da seguinte forma:

$$T_i(\theta) = 0.5 \rho (H c) C_T R V_R^2 \quad (8)$$

Sendo ρ a densidade do ar, H a altura do rotor, c o comprimento de corda da pá, R o raio do rotor.

A partir do modelo de Tubos Múltiplos de corrente, o rotor foi subdividido em vários tubos com variações angulares ($\Delta\theta$) constantes como mostra a Figura 6.

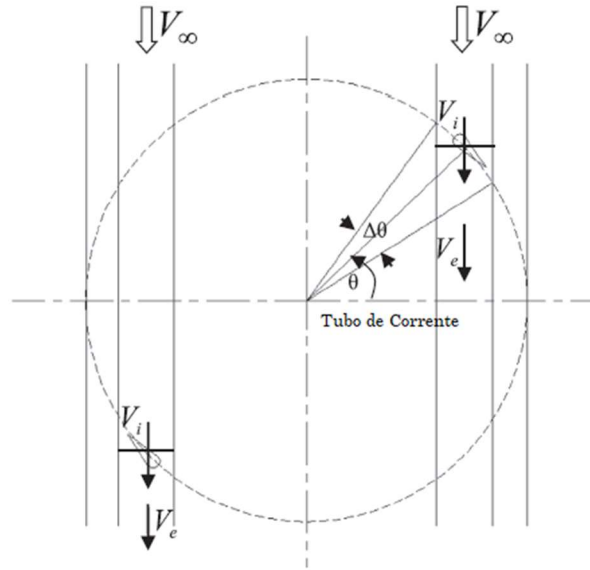


Figura 6. Modelo de Múltiplos tubos de correntes. Adaptado de Saber et al. (2018)

Uma única pá passa por cada tubo de corrente duas vezes por revolução, na primeira na região a montante e na segunda na região a jusante. O torque instantâneo T_i é dado pela Eq. 8 logo o torque médio do rotor \bar{T} para o número de pás N_b em uma revolução completa foi:

$$\bar{T} = \frac{N_b}{2\pi} \int_{-\frac{\pi}{2}}^{\frac{\pi}{2}} T_i(\theta) d\theta \quad (9)$$

Onde N_b é o número de pás do rotor.

A partir do torque médio, é calculado o coeficiente de torque C_q :

$$C_q = \frac{\bar{T}}{0.5\rho V_\infty^2 (2R)R} \quad (10)$$

$$C_q = \frac{N_b c}{4\pi R} \int_{-\frac{\pi}{2}}^{\frac{\pi}{2}} C_T \left(\frac{V_R}{V_\infty}\right)^2 d\theta \quad (11)$$

Logo tem-se como coeficiente de performance C_p :

$$C_p = C_q \lambda_G \quad (12)$$

Onde λ_G é o *Tip Speed Ratio* global denotado por $\lambda_G = \frac{\omega R}{V_\infty}$

Assim obtém-se o coeficiente de performance para região a montante.

Ou seja, considera-se região a montante, a região do semicírculo em que a pá está recebendo a velocidade de vento de corrente livre V_∞ , e região a jusante toda a região que não recebe a velocidade de corrente livre e sim a velocidade de equilíbrio V_e . Portanto a região a jusante a análise é similar, contudo, a velocidade de entrada (aqui representada pela velocidade de corrente livre) será a velocidade de equilíbrio.

2.2. Coeficiente de Indução

O código CARDAA utiliza dois fatores de indução constantes usados para determinar as velocidades induzidas, um para cada metade do rotor. Através da teoria de elementos de pás e das equações do momento tem-se que:

$$a_{new} = \frac{\pi}{\pi + f} \quad (13)$$

Onde f é o fator característico da região a montante ($-\pi/2 \leq \theta \leq \pi/2$) do rotor, definida a seguir:

$$f = \frac{N_b c}{8\pi R} \int_{-\pi/2}^{\pi/2} \left(C_N \frac{\cos \theta}{|\cos \theta|} + C_T \frac{\sin \theta}{|\cos \theta|} \right) \left(\frac{V_R}{V_i} \right)^2 d\theta \quad (14)$$

A velocidade induzida da região a jusante ($\pi/2 \leq \theta \leq 3\pi/2$) é função do coeficiente de indução para região a montante a e do coeficiente de indução a jusante a' . Seguindo o mesmo procedimento para região a montante com a diferença de que agora a velocidade de corrente livre para a região a jusante será a velocidade de equilíbrio descrita na Equação 2.

$$a'_{new} = \frac{\pi}{\pi + f'} \quad (15)$$

Dado que a fator característico da região a jusante é:

$$f' = \frac{N_b c}{8\pi R} \int_{\pi/2}^{3\pi/2} \left(C_N' \frac{\cos \theta}{|\cos \theta|} + C_T' \frac{\sin \theta}{|\cos \theta|} \right) \left(\frac{V_R'}{V_i'} \right)^2 d\theta \quad (16)$$

A implementação do algoritmo foi feita em *python* utilizando-se como fator de interferência inicial igual a 1 e calculando-se os valores de V_R , α , C_L , C_D , C_N , C_T com esse valor de indução para todos os tubos de corrente, posteriormente integrou-se os valores encontrados utilizando o método dos trapézios para a região a montante e adquiriu-se o valor de a_{new} . Considera-se que a converge quando a distância entre a e a_{new} for menor que 10^{-4} .

Caso não houvesse a convergência toma-se o valor de $a = a_{new}$ e recalcula-se para todos os tubos de corrente até convergência (por exemplo, no momento que houve convergência, tornou-se o valor de $a = a_{new}$ e recalcula-se para que todos os tubos de corrente convergissem). Após o fator de indução convergir para a região a montante, calculou-se para a região a jusante. Todo o fluxograma é representado na Figura 7.

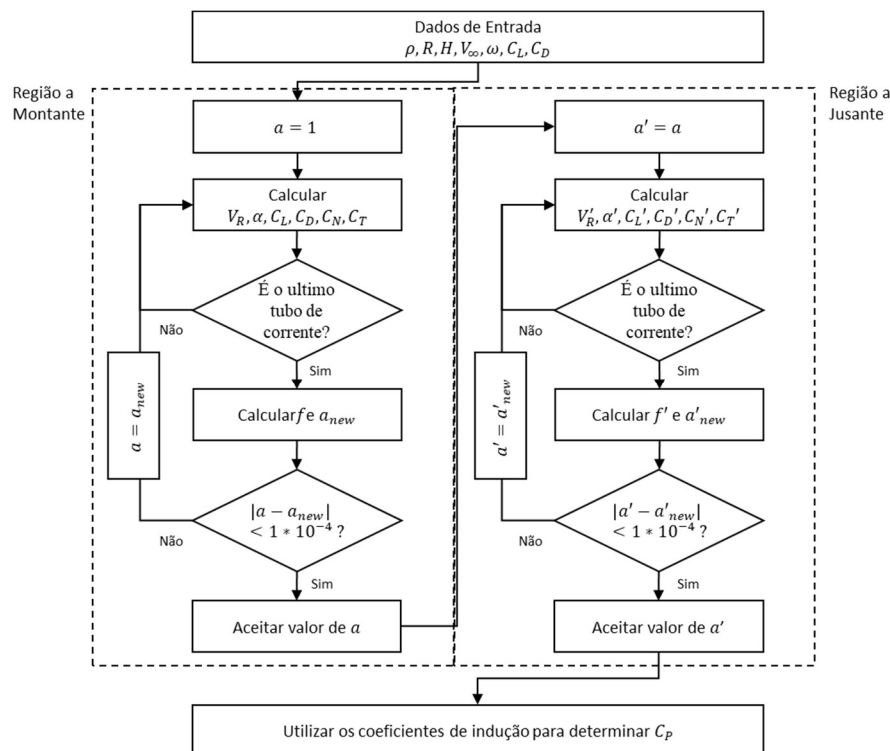


Figura 7. Fluxograma para obtenção dos fatores de indução a e a' . Fonte: Autor

2.3. Validação do Modelo

Para realizar a validação do modelo, resultados experimentais foram comparados no teste de uma turbina eólica de eixo vertical do tipo *darrieus* (ASHWILL, 1992) com 34 metros de diâmetro e razão altura-diâmetro de 1.25 como perfil das pás reto-circular-reto, composto por dois aerofólios diferentes o NACA 0021 com 1.22 m de corda para as seções retas e o SNL 0018/50 com 0,91 m de corda na região equatorial e 1,07 m nas regiões de transição para as seções curvadas. Foi comparado com o rotor do de pás retas conforme descrito na Tabela 2.

Tabela 2. Rotor equivalente. Adaptado de Ashwill (1992)

Número de pás	2
Diâmetro	34 m
Altura	43 m
Corda	0,91 m
Aerofólio	NACA 0021

Os coeficientes de arrasto e sustentação para o aerofólio NACA0021 foram obtidos através do relatório de Sheldahl & Klims (1981) com dados para ângulos de ataque com até 180° provenientes dos testes realizados no *Sandia National Laboratories*. A comparação das curvas de performance do modelo (*DMST*) com os dados experimentais para as velocidades de rotação de 28 RPM e 34 RPM estão representados nas Fig. 8 e Fig. 9, respectivamente.

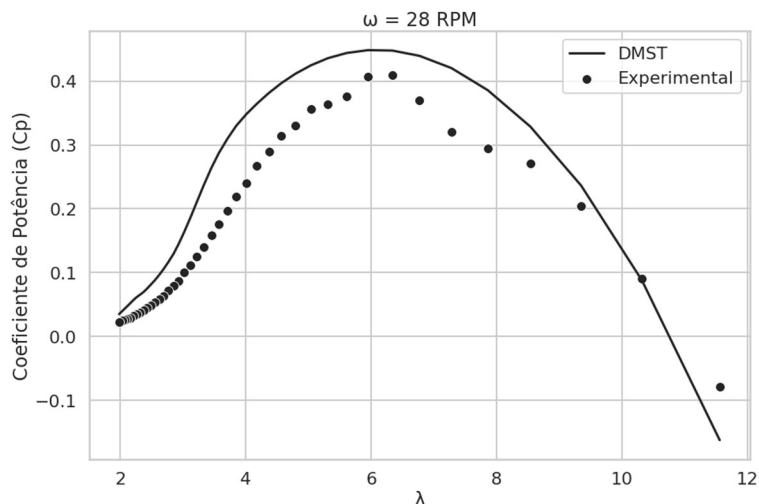


Figura 8. Comparativo entre o modelo apresentado e Ashwill (1992) para 28 RPM. Fonte: Autor

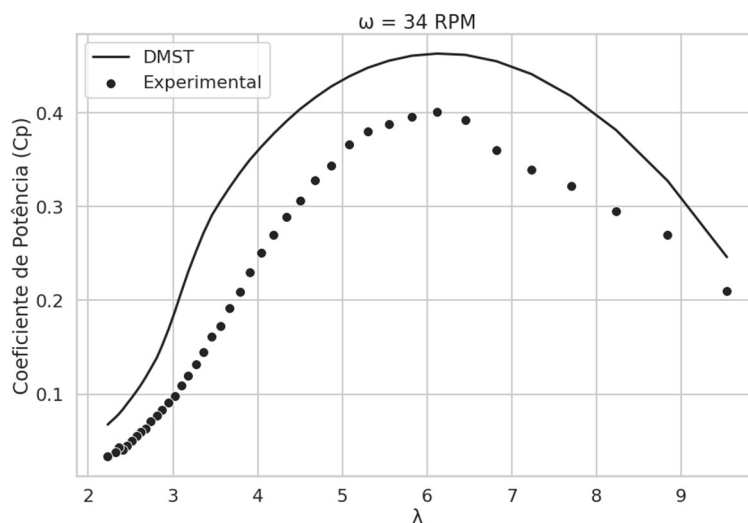


Figura 9. Comparativo entre o modelo apresentado e Ashwill (1992) para 34 RPM. Fonte: Autor

Para a análise dos erros do modelo foi utilizado a métrica do erro médio absoluto (EMA) descrito na Eq. 17. Encontrase que para $\omega = 28 \text{ RPM}$ o EMA foi de 0,0594 e para $\omega = 34 \text{ RPM}$ o EMA foi de 0,0817. Considera-se uma precisão aceitável dado que se trata de uma aproximação de um rotor equivalente, e, portanto, nenhuma correção foi realizada.

$$EMA = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |\hat{x} - x| \quad (17)$$

Onde N é o número de elementos da amostra, \hat{x} o valor estimado e x o valor medido.

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

O principal objetivo do artigo é dimensionamento de um rotor de uma turbina eólica de eixo vertical com 1 kW de potência. A Tabela 1 apresenta todas as dimensões que serão analisadas para seleção do rotor, sendo selecionada a melhor combinação entre os parâmetros descritos de acordo com a análise desenvolvida ao longo do tópico, verificando como o número de pás, raio, comprimento de corda e solidez influenciam na curva de performance.

Os dados utilizados para os coeficientes de arrasto e sustentação dos perfis de aerofólio mencionados acima, são obtidos por Sheldahl & Klims (1981) para valores de Reynolds [0,1; 0,2; 0,4; 0,8; 1,6; 3,6; 7,0; 10,0; 20,0; 50,0] * 10^6 e utilizados aqui para análise. Não faz parte do escopo o dimensionamento de braços de sustentação, seleção do material de construção ou outros componentes além do dimensionamento das pás do rotor.

3.1. Solidez

A solidez, definida na Eq. 18, é um importante fator geométrico que afeta o coeficiente de performance das turbinas eólicas de eixo vertical. O aumento da solidez melhora o torque de partida e diminui a “zona morta” da turbina, região de valores baixos de λ em que o C_p é negativo, e consequentemente melhora sua capacidade de partida. Contudo, mais material é necessário na fabricação e a região de operação se torna menor (KIRKE, 1998), ou seja, o C_p atinge um pico com baixos valores de λ , como pode ser visto na Fig. 10 para a NACA 0021 e Fig.11 para a NACA 0018 .

$$\sigma = \frac{N_b c}{2 R} \quad (18)$$

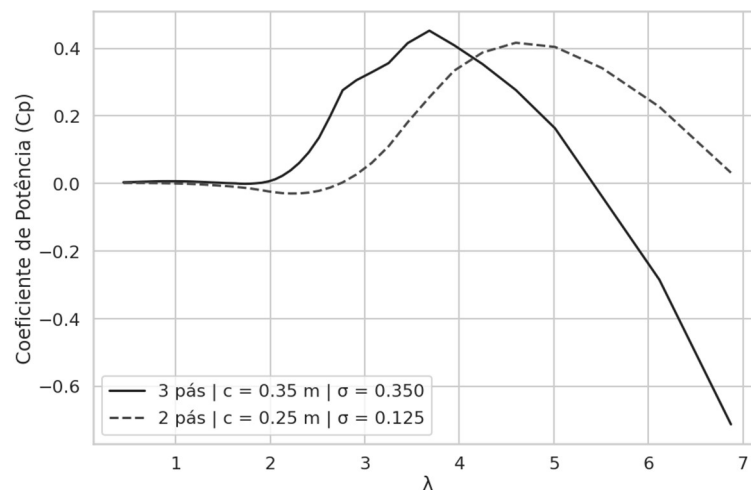


Figura 10. Coeficiente de performance para diferentes solidez para NACA0021. Fonte: Autor

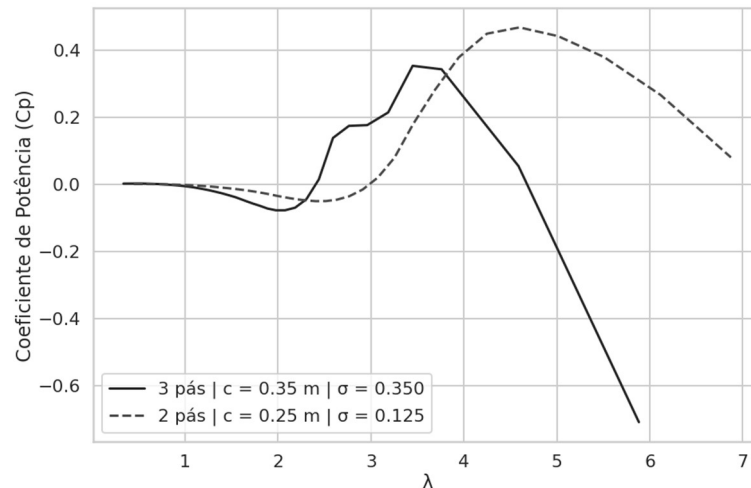


Figura 11. Coeficiente de performance para diferentes solidez para NACA0018. Fonte: Autor

Levando em conta as vantagens e desvantagens do aumento dos valores de solidez, definiu-se que para o projeto $0,20 \leq \sigma \leq 0,25$, dado que Meana-Fernández et. al. (2018) demonstra que para valores superiores a $\sigma = 0,25$ não há um aumento no aproveitamento de energia do vento, apenas um aumento na carga do rotor, e considera-se uma faixa ótima entre $0,125 \leq \sigma \leq 0,25$ a capacidade de previsão do modelo utilizado na análise.

3.2. Número de pás

O número de pás além de influenciar na solidez, possui uma importante participação no formato da curva do torque ao longo de uma rotação, um fenômeno conhecido como *torque ripple*. Grandes variações de torque diminuem a vida útil do equipamento. As figuras 9 e 10 representam a variação do torque para uma pá ao longo de uma rotação e o torque resultante para o rotor, respectivamente, para dois valores de solidez próximos sendo eles (a) um rotor com 3 pás e $\sigma = 0,225$ e (b) um rotor com 2 pás e $\sigma = 0,23$.

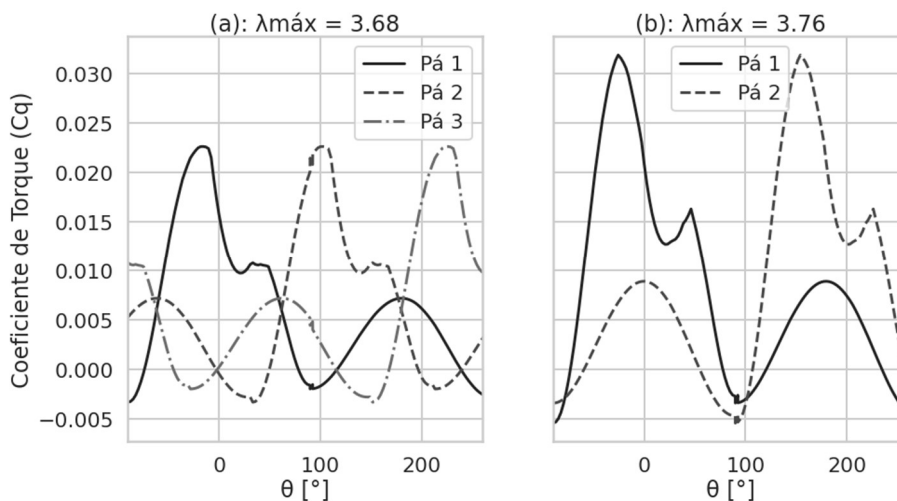


Figura 9. Coeficiente de torque de acordo por posição de cada pá para $\lambda_{máx}$. Fonte: Autor

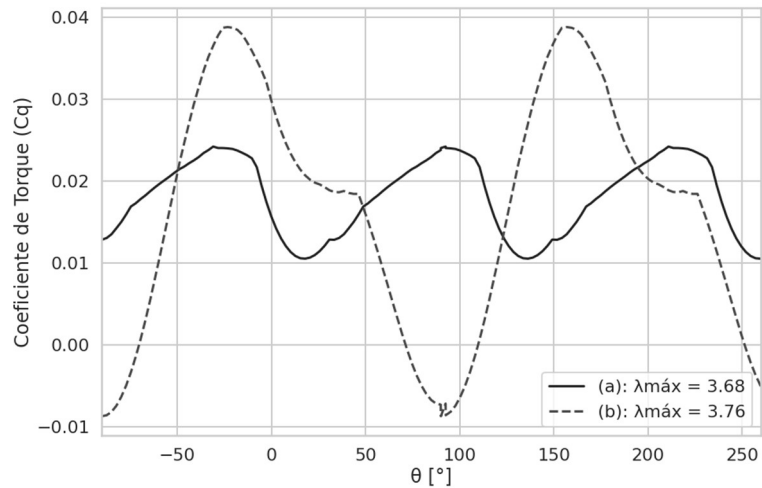


Figura 10. Coeficiente de Torque Resultante por posição para o $\lambda_{m\acute{a}x}$. Fonte: Autor

A variação do coeficiente de torque resultante para a configuração (a) é de 0,0137, enquanto para (b), de 0,0475, ou seja, 246% maior que (a). Prioriza-se rotores com três pás dada a grande variação de torque para rotores com apenas duas.

3.3. Perfil de Aerofólio

Os rotores que se enquadram nas considerações das seções anterior se encontram na Tabela 3.

Tabela 1. Rotores Preliminares. Fonte: Autor

	Rotor β	Rotor γ
Número de pás	3	3
Raio (m)	1,5	2
Altura (m)	4	4
Comprimento de Corda (m)	0,25	0,3
Solidez	0,25	0,225

A curva de performance do Rotor β , representada na Fig. 11, apresenta uma região em que o C_p é negativo entre $1 \leq \lambda \leq 3$, conhecida como zona morta, indicando incapacidade de partida do rotor (MEANA-FERNÁNDEZ et al., 2018), portanto deve ser evitada. Para o Rotor γ , representado na Fig. 12, o modelo com a NACA 0018 possui um coeficiente de performance ligeiramente maior ($C_{p\ m\acute{a}x} = 0,452$) comparado com a versão com a NACA0021 ($C_{p\ m\acute{a}x} = 0,428$), contudo possui uma região com C_p negativo também maior, portanto, a versão com NACA0021 é preferível.

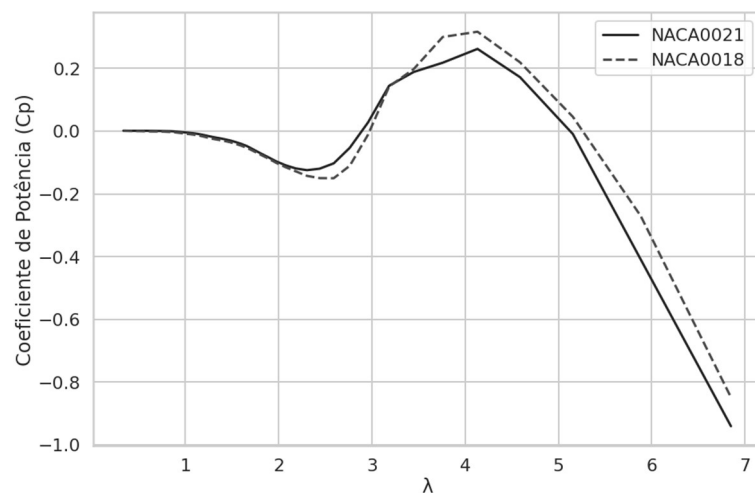


Figura 11. Curva do Coeficiente de Performance do Rotor β . Fonte: Autor

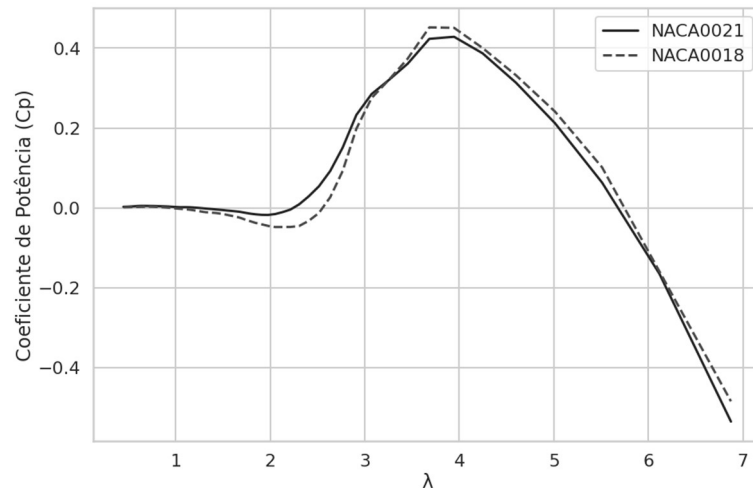


Figura 12. Curva do Coeficiente de Performance do Rotor γ . Fonte: Auto

3.4. Potência Gerada

O rotor escolhido é o Rotor γ com o perfil de aerofólio NACA0021, dado que nesta configuração de rotor a região negativa de coeficiente de performance para baixos valores de λ é a menos exacerbada, comparada ao rotor β .

Para análise da potência gerada pelo rotor foi utilizado $\lambda = 2,65$ fixo e como velocidade nominal 13 m/s, variando apenas a velocidade de corrente livre. Não se determinou a máxima velocidade operacional por depender principalmente do gerador que não são abordados neste trabalho. A potência gerada para o λ dado varia com a velocidade de corrente livre e está descrita na Figura 13.

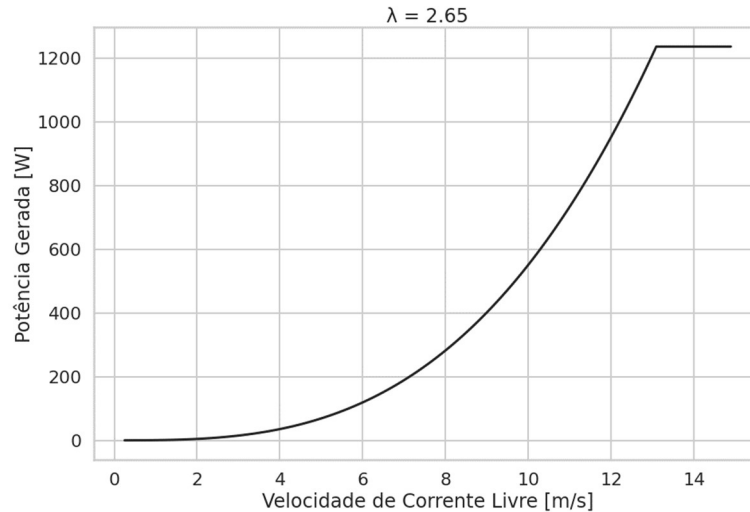


Figura 13. Potência gerada pelo Rotor γ – NACA0021. Fonte: Autor

Verificou-se que o Rotor γ satisfaz a condição inicial de potência de 1 kW para $\lambda = 2,65$ quando a velocidade de corrente livre $V_{\infty} > 12,20$ m/s e, dentre os candidatos finais, é o rotor que não possui uma zona morta significativa, portanto, ele é aceito.

4. CONCLUSÃO

Para o dimensionamento do rotor utiliza-se um conjunto de combinações pré-disponíveis para análise de performance utilizando o modelo de Tubo de Corrente Múltiplo-Duplo, implementado em *python*. A principal vantagem da utilização de um modelo mais simples, comparado a softwares que resolvem as equações de Navier-Stokes, é um menor tempo de processamento necessário para analisar múltiplas configurações com vários perfis de aerofólio diferentes, tornando a etapa de planejamento e descobrimento orientada a dados.

Dado as combinações de rotor na Tabela 2, observa-se que com o aumento da solidez do rotor o C_p tende a se deslocar para a esquerda em relação a λ aumentando o coeficiente de performance máximo, contudo acaba reduzindo a faixa operacional do rotor. O aumento no número de pás caracteriza por uma redução na variação da amplitude do torque da turbina, diminuindo assim o desgaste por torque do rotor e aumentando a sua vida útil.

De modo geral, o Rotor γ escolhido, descrito na Tabela 4, atende à demanda inicial de 1kW de potência. Para trabalhos futuros é recomendada a realização de testes e validação experimental do modelo e do rotor.

Tabela 4. Dimensões do Rotor Final. Fonte: Autor

	Rotor γ
Número de pás	3
Raio (m)	2
Altura (m)	4
Comprimento de Corda (m)	0,3
Solidez	0,225
Aerofólio	NACA0021

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ASHWILL, T.D. Measured Data for the Sandia 34-meter Vertical Axis Wind Turbine. **Technical Report SAND91-2228**, Sandia National Laboratories, 1992.

BIANCHINI, A.; FERRARA, G.; FERRARI, L. Design Guidelines for H-Darrieus Wind Turbines: Optimization of the Annual Energy Yield. *Energy Conversion and Management*, n. 89, p. 690-707, 2005.

DABIRI, J. O. Potential order-of-magnitude enhancement of wind farm power density via counter-rotating vertical-axis wind turbine arrays, **J. Renew. Sustain. Ener.**, 3, 043104, 2011. <DOI:https://doi.org/10.1063/1.3608170.>

BBC. Germany Agrees Plan to Phase out Coal Power by 2038. [S. 1.], p. 1, 16 jan. 2020. Disponível em: <www.bbc.com/news/world-europe-51133534>. Acesso em: 16 fev. 2021.

KAHAN, A. EIA Projects Nearly 50% Increase in World Energy Usage by 2050, Led by Growth in Asia. **U.S. Energy Information Administration**, [S. 1.], p. 1, 24 set. 2019. Disponível em: <www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=41433#>. Acesso em: 16 fev. 2021.

KIRKE, B.K. **Evaluation of Self-Starting Vertical Axis Wind Turbines for Stand-Alone applications**. 1998. 372 f. Tese (Doutorado em Filosofia) – Escola de Engenharia, Griffith University, Brisbane. <DOI: 10.25904/1912/1503>

MEANA-FERNÁNDEZ, A.; SOLÍS-GALLEGO, I.; ORO J. M. F.; DÍAZ, K. M. A.; VELARDE-SUÁREZ, S. Parametrical Evaluation of the Aerodynamic Performance of Vertical Axis Wind Turbines for the Proposal of Optimized Designs, **Energy**, n. 147, p. 504-517, 2018. <DOI: 10.1016/j.energy.2018.01.062>

MEHRPOOYA, P. **Improvement of Vertical-Axis Wind Turbine Performance via Turbine Coupling**. 2014. 107 f. Tese (Mestrado em Engenharia Mecânica e Aeroespacial) - Escola de Engenharia Mecânica e Aeroespacial, Instituto de Tecnologia de Illinois, Chigaco

OLSEN, K. No to Nuclear: Japan Wants Reactors Phased out, post-Fukushima. **Aljazeera**, [S. 1.], p. 1, 20 dez. 2019. Disponível em: <www.aljazeera.com/economy/2019/12/20/no-to-nuclear-japan-wants-reactors-phased-out-post-fukushima>. Acesso em: 16 fev. 2021.

PARASCHIVOIU, I. Aerodynamic Loads and Performance of the Darrieus Rotor. **Journal of Energy**, v. 6, n. 6, p. 406-412, 1982. <DOI: 10.2514/3.62621>

PARASCHIVOIU, I. Double-multiple Streamtube Model for Studying Vertical-axis Wind Turbines. **Journal of Propulsion and Power**, v. 4, n. 4, p. 370-377, 1988. <DOI: 10.2514/3.23076>

RAHMEIER, R. A. S. **Desenvolvimento de uma Turbina Eólica de Eixo Vertical Tipo H**. 2015. 71 f. Monografia (Curso de Engenharias de Energias Renováveis e Ambiente) - Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas, Universidade Federal do Pampa, Bagé.

SABER, E.; AFIFY, R.; ELGAMAL, H. Performance of SB-VAWT Using a Modified Double Multiple Streamtube Model. **Alexandria Engineering Journal**, n. 57, p. 3099-3110, 2018. <DOI: 10.1016/j.aej.2018.07.009>

SHELDAHL, R. S.; KLIMS, C. Aerodynamic Characteristics of Seven Symmetrical Airfoil Sections Through 180-Degree Angle of Attack for Use in Aerodynamic Analysis of Vertical Axis Wind Turbines. **Energy Report SAND80-2114**, Sandia National Laboratories, Mar., 1981.

SIEMENS. Siemens Helps Make Vertical Axis Wind Turbine a Reality. [S. l.], p. 1, 18 maio 2015. Disponível em: <<https://news.cision.com/siemens-process-industries-and-drives/r/siemens-helps-make-vertical-axis-wind-turbine-a-reality,c9782168>>. Acesso em: 21 nov. 2021.

TAI, F.; YUN, T.; KANG, K.; LEE, J. Analysis of Small Vertical Wind Turbine Having H-Darrieus Blades with Stall Delay Model. **Journal of Renewable and Sustainable Energy**. v. 5, 2013. <DOI: 10.1063/1.4826702>

6. RESPONSABILIDADE PELAS INFORMAÇÕES

Os autores são os únicos responsáveis pelas informações incluídas neste trabalho.