

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA POLITÉCNICA

GABRIEL VICENTIN PEREIRA LAPA

**Contribuições ao estudo de aeroelasticidade de pás de turbinas eólicas
utilizando o método dos elementos finitos**

São Paulo

2023

GABRIEL VICENTIN PEREIRA LAPA

**Contribuições ao estudo de aeroelasticidade de pás de turbinas eólicas
utilizando o método dos elementos finitos**

Versão Corrigida

Dissertação apresentada à Escola Politécnica
da Universidade de São Paulo para obtenção
do título de Mestre em Ciências.

Área de concentração: Engenharia de
Estruturas

Orientador: Prof. Dr. Alfredo Gay Neto

Coorientador: Prof. Dr. Guilherme Rosa Fran-
zini

São Paulo

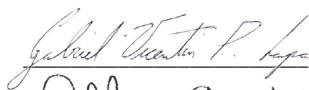
2023

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

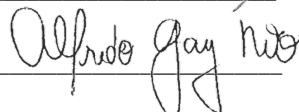
Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, 06 de novembro de 2023

Assinatura do autor:



Assinatura do orientador:



Catálogo-na-publicação

Lapa, Gabriel Vicentin Pereira

Contribuições ao estudo de aeroelasticidade de pás de turbinas eólicas utilizando o método dos elementos finitos / G. V. P. Lapa -- versão corr. -- São Paulo, 2023.

114 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia de Estruturas e Geotécnica.

1.Energia eólica 2.Método dos elementos finitos 3.Blade element momentum 4.Aeroelasticidade 5.Rigidez à torção I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Estruturas e Geotécnica II.t.

Agradecimentos

A Deus por ter me conduzido a realizar esse trabalho e a Santo Tomás de Aquino que por meio da sua intercessão me proporcionou ânimo e foco.

A minha família por todo o suporte e, em especial, ao meu pai que desde criança me incentivou a buscar o conhecimento.

Ao Prof. Dr. Alfredo Gay Neto pela sua orientação nesse trabalho, estando sempre disposto a me orientar virtuosamente, sendo um exemplo de professor para mim.

Ao Prof. Dr. Guilherme Rosa Franzini que me apresentou o mundo da dinâmica de forma alegre e viva.

A Petrobras por meio da FUSP (Fundação de Apoio a Universidade de São Paulo) pelo apoio financeiro durante o trabalho (projeto 5900.0112605.19.9).

“Afastai para longe de mim a dupla obscuridade na qual nasci: o pecado e a ignorância.”

(São Tomás de Aquino)

Resumo

LAPA, G. V. P. **Contribuições ao estudo de aeroelasticidade de pás de turbinas eólicas utilizando o método dos elementos finitos**. Dissertação (Mestrado em engenharia) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2023.

A geração de energia elétrica por turbinas eólicas não só representa potencialidade, mas já é uma realidade implantada em grande escala, inclusive no Brasil. Além de instalações em terra e na costa, estão sendo buscadas soluções de instalações em regiões *offshore* de turbinas flutuantes. Este trabalho tem como proposta a modelagem computacional e o estudo dinâmico do rotor da turbina eólica de referência IEA Wind TCP Task 37 de 15MW. A investigação considerou os carregamentos dinâmicos em pás, bem como os seus efeitos aeroelásticos, a fim de avaliar seus comportamentos em diferentes condições de rigidez à torção e velocidade de vento. Para isso, a teoria BEM (*Blade Element Momentum*) foi implementada no *software* de elementos finitos Giraffe que utiliza a formulação geometricamente exata de vigas, permitindo a realização de simulações aeroelásticas em pás prismáticas com perfil NACA0018. Os resultados obtidos mostraram boa concordância com os gerados pelos programas OpenFAST e HAWC2. Além disso, uma simulação dinâmica do rotor da turbina IEA 15 MW com velocidade de vento nominal foi analisada. Verificou-se que houve oscilações de movimento da pá predominantemente na frequência de rotação do rotor nas direções *flapwise* e *edgewise*, com movimento do primeiro modo de vibrar. Outras simulações também foram feitas com diversas velocidades de vento, considerando rizezas à torção das pás original e amplificada. Ao comparar os resultados obtidos, verificou-se que a rigidez à torção original resultou em reduções nos picos de empuxo no rotor, no deslocamento médio na direção *flapwise* na ponta da pá e no momento médio que gera curvatura na direção *flapwise* na base da pá. As simulações com rigidez original também mostraram uma queda significativa no torque aerodinâmico na região de velocidade de ventos altos, evidenciando a importância de considerar deformações por torção na definição das curvas de operação da turbina, tendo impacto direto na produção de energia. Ademais, é importante destacar que o processo de *peak shaving* também é afetado, uma vez que a consideração da rigidez à torção amplificada pode resultar em ajustes excessivos, tendo em vista que as regiões de corte e os valores de empuxo são menores. Diante dessas diferenças, foi proposta uma nova curva *pitch*, considerando o torque aerodinâmico desejado.

Palavras-chaves: Energia eólicas, Método dos elementos finitos, *Blade element momentum*, Aeroelasticidade, Rigidez à torção.

Abstract

LAPA, G. V. P. **Contributions to the study of aeroelasticity of wind turbine blades using the finite element method.** Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2023.

The electric power generated by wind turbines not only represents potential but also a reality implemented on a large scale, including Brazil. In addition to onshore installations, solutions for offshore demands of floating turbines are being sought. This work proposes computational modeling and the dynamic study of the rotor of the IEA Wind TCP Task 37 reference wind turbine of 15MW. The investigation considered dynamic loads on blades as well as their aeroelastic effects to assess their behavior under different torsional stiffness and wind speed conditions. For this, the BEM theory (Blade Element Momentum) was implemented in the Giraffe finite element software that uses the geometrically exact formulation of beams, allowing aeroelastic simulations to be carried out on prismatic blades with NACA0018 profile. The obtained results showed good agreement with those generated by OpenFAST and HAWC2 programs. In addition, a dynamic simulation of the IEA 15 MW turbine rotor with nominal wind speed was analyzed. It was verified that there were oscillations predominantly in the rotor rotation frequency in the flapwise and edgewise directions, at the first mode. Other simulations were also carried out with different wind speeds, considering original, and amplified blade torsional stiffness. By comparing the results obtained, it was verified that the original torsional stiffness resulted in reductions in the thrust peaks on the rotor, in the average displacement in the flapwise direction at the blade tip and in the average moment that generates curvature in the flapwise direction at the base of the blade. Simulations with original stiffness also showed a significant drop in the aerodynamic torque in the high wind speed region, highlighting the importance of considering the torsional deformation in defining the turbine operating curves, which have a direct impact on energy production. Furthermore, it is important to highlight that the peak shaving process is also affected, since the consideration of amplified torsion can result in excessive adjustments, given that the cut regions and thrust values are smaller. Given these differences, a new pitch curve was proposed, considering the desired aerodynamic torque.

Keywords: Wind energy, Finite element method, Blade element momentum, Aeroelasticity, Torsional stiffness.

Lista de figuras

Figura 1 – Evolução da capacidade instalada da fonte eólica no Brasil.	16
Figura 2 – Esquema de turbinas eólicas flutuantes <i>spar</i> , semissubmersível, barcaça e TLP.	17
Figura 3 – Esboço de uma seção típica de pá de turbina eólica.	17
Figura 4 – Representação do (a) ângulo de <i>precone</i> , (b) ângulo de <i>tilt</i> e (c) <i>prebend</i>	18
Figura 5 – Curvas de <i>pitch</i> , torque no gerador, velocidade do rotor e velocidade de ponta.	19
Figura 6 – Curva de empuxo no rotor.	19
Figura 7 – Componentes da modelagem aeroelástica de pás de turbinas eólicas.	23
Figura 8 – Tubo de corrente da teoria do disco atuador.	29
Figura 9 – Trajetória de uma partícula que passa pelo rotor, onde possui velocidade axial U_D e tangencial U_t	32
Figura 10 – Representação de um anel de raio r	33
Figura 11 – Nomenclatura utilizada em aerofólios.	35
Figura 12 – Força e momento aerodinâmicos resultantes com direções positivas.	36
Figura 13 – Aerofólio com os seus principais centros e carregamentos aerodinâmicos.	36
Figura 14 – Coeficientes aerodinâmicos do NACA0018.	37
Figura 15 – (a) fluxo anexo ao aerofólio e (b) estol	38
Figura 16 – Coeficientes aerodinâmicos obtidos do perfil NACA0018 pelo método Viterna.	38
Figura 17 – Perfil de vento utilizando a lei de potência.	39
Figura 18 – Desenho esquemático dos elementos de uma pá.	40
Figura 19 – Componentes de velocidades e forças no elemento de pá.	40
Figura 20 – Exemplo da variação do coeficiente de potência em função de λ	43
Figura 21 – Exemplo de variação do fator de perda de ponta da pá ao longo do comprimento	44
Figura 22 – Correção proposta por Buhl Jr (2004) para $F = 1$	45
Figura 23 – Duas regiões de soluções.	46
Figura 24 – Variação do coeficiente de empuxo em função do fator de indução axial.	47
Figura 25 – Método utilizado em função do valor de κ	47

Figura 26 – Típica variação de $f(\phi)$ entre o intervalo $(0, \pi/2]$. O ponto ϕ^* é a raiz da função $f(\phi)$	49
Figura 27 – Típica variação de $f_{PB}(\phi)$ entre o intervalo $[-\pi/4, 0)$. O ponto ϕ^* é a raiz da função $f_{PB}(\phi)$	50
Figura 28 – Curvas de operação com o <i>peak shaving</i> (linhas sólidas) e sem (linhas tracejadas).	52
Figura 29 – Turbina IEA-15-240 RWT suportada pela plataforma de referência UMaine VoltturnUS-S.	54
Figura 30 – Desempenho da turbina IEA 15MW.	56
Figura 31 – Coeficientes aerodinâmicos do desempenho da turbina IEA 15MW simulado no OpenFast.	56
Figura 32 – Seção transversal de uma viga.	58
Figura 33 – Descrição lagrangiana atualizada para o movimento de uma seção transversal de viga.	59
Figura 34 – Perfil NACA0018 gerado pelo WindTurbine (esquerda) e BECAS (direita).	63
Figura 35 – Ilustração do rotor da turbina de referência IEA 15MW produzida pelo <i>software</i> Giraffe e visualizada pelo Paraview.	65
Figura 36 – Esquema de distribuição dos elementos usados na modelagem do Giraffe ao longo do comprimento da pá, à esquerda: 25 elementos e à direita 50 elementos.	66
Figura 37 – Desenho esquemático do deslocamento <i>edgewise</i>	69
Figura 38 – Desenho esquemático do deslocamento <i>flapwise</i>	69
Figura 39 – Orientações das seções transversais usadas nos Casos 1, 2 e 3.	71
Figura 40 – Caso 1 – deslocamento em <i>flapwise</i> da ponta da pá obtidos pelo Giraffe, BeamDyn e HAWC2.	72
Figura 41 – Caso 1 – Orientação da pá.	73
Figura 42 – Caso 1 – Espectro de amplitude associado ao deslocamento na direção <i>flapwise</i> da ponta da pá.	74
Figura 43 – Caso 2 - deslocamentos nas direções <i>flapwise</i> e <i>edgewise</i> da ponta da pá.	74
Figura 44 – Influência da força peso na pá devido à rotação.	75
Figura 45 – Caso 3 – deslocamentos em <i>flapwise</i> e em <i>edgewise</i> da ponta da pá obtidos pelos programas Giraffe, OpenFAST e HAWC2.	77

Figura 46 – Caso 3 – Espectro de amplitude associado ao deslocamento na direção <i>flapwise</i> da ponta da pá.	78
Figura 47 – Caso 3 - Escalograma do deslocamento em <i>flapwise</i> da pá.	78
Figura 48 – Caso 3 - Escalograma polar do deslocamento em <i>flapwise</i> da pá.	79
Figura 49 – Valores dos deslocamentos médios nas direções <i>flapwise</i> e <i>edgewise</i> em relação ao número de elementos da pá.	82
Figura 50 – Valores dos esforços solicitantes médios na base da pá em relação à quantidade de elementos na pá.	83
Figura 51 – Deslocamento nas direções <i>flapwise</i> e <i>edgewise</i> da ponta da pá.	84
Figura 52 – Deslocamentos nas direções <i>flapwise</i> e <i>edgewise</i> ao longo da pá.	85
Figura 53 – Esforços solicitantes na base da pá.	86
Figura 54 – Parâmetros aerodinâmicos em $r/R = 0,75$	86
Figura 55 – Espectro de amplitude associado às séries temporais dos deslocamentos nas direções <i>flapwise</i> e <i>edgewise</i> na ponta da pá e ângulo de ataque em $r/R = 0,75$	87
Figura 56 – Escalograma do deslocamento em <i>flapwise</i> da pá.	88
Figura 57 – Escalograma do deslocamento em <i>edgewise</i> da pá.	89
Figura 58 – Escalograma polar da oscilação em <i>flapwise</i> das últimas seis voltas completas da simulação.	89
Figura 59 – Escalograma polar da oscilação em <i>edgewise</i> das últimas seis voltas completas da simulação.	90
Figura 60 – Velocidade do rotor, ângulo de <i>pitch</i> e torque no gerador simulado pelo Giraffe e reportado pelo projeto IEA 15MW com rigidez original.	92
Figura 61 – Velocidade do rotor, ângulo de <i>pitch</i> e torque no gerador simulado pelo Giraffe e reportado pelo projeto IEA 15MW com rigidez amplificada em 100 vezes.	92
Figura 62 – Ângulo de torção ao longo da pá.	93
Figura 63 – Empuxo aerodinâmico no rotor para os casos: RTx1, RTx100 e IEA 15MW.	94
Figura 64 – Deslocamentos em <i>flapwise</i> e <i>edgewise</i> para os casos RTx100 e RTx1.	95
Figura 65 – Momentos na base da pá nas direções que geram o deslocamento em <i>flapwise</i> e <i>edgewise</i> para os casos RTx100 e RTx1.	96

Figura 66 – Coeficientes de potência e de empuxo para os casos: RTx100, RTx1 e IEA 15MW.	96
Figura 67 – Torque aerodinâmico no gerador utilizando valores multiplicativos da rigidez à torção de x1 a x100 usando o Giraffe.	97
Figura 68 – Torque aerodinâmico no gerador obtido pelo OpenFAST variando a rigidez à torção e a utilização do modelo estacionário BL em comparação ao IEA 15MW.	98
Figura 69 – Ângulos de ataque ao longo do comprimento da pá para os casos estacionário em não-estacionário.	98
Figura 70 – Torque aerodinâmico no gerador obtidos por simulações utilizando a rigidez à torção original e ângulos <i>pitch</i> modificado (PM).	99
Figura 71 – Ângulo de torção ao longo da pá.	100
Figura 72 – Deslocamentos em <i>flapwise</i> e <i>edgewise</i> para os casos: RTx100 e PM. . .	101
Figura 73 – Força de empuxo para os casos: RTx100 e PM.	101
Figura 74 – Momentos que induzem a curvatura em <i>flapwise</i> e <i>edgewise</i> para os casos: RTx100 e PM.	102
Figura 75 – Coeficientes de potência e de empuxo para os casos: RTx100 e PM. . .	103

Lista de tabelas

Tabela 1 – Comparação da velocidade de convergência e taxa de falha de vários algoritmos usados para resolver as equações do BEM.	51
Tabela 2 – Principais parâmetros da turbina de referência IEA Wind 15MW . . .	53
Tabela 3 – Propriedades da pá	54
Tabela 4 – Coordenadas dos pontos utilizadas para a discretização do perfil NACA0018. 63	
Tabela 5 – Parâmetros utilizados nos Casos 1, 2 e 3.	70
Tabela 6 – Frequências naturais da pá de perfil NACA0018 com 19 metros e variações entre os resultados para o caso sem gravidade.	73
Tabela 7 – Frequências naturais da pá de perfil NACA0018 com 30 metros em função do azimute levando em conta a gravidade em Hz.	76
Tabela 8 – Frequências naturais da pá de perfil NACA0018 com 30 metros em função do azimute levando em conta a gravidade e o efeito de rotação em Hz.	76
Tabela 9 – Frequências naturais da pá v1.0 em Hz.	80
Tabela 10 – Comparação das frequências naturais da pá entre as versões v1.0 e v1.1 em Hz.	81
Tabela 11 – Comparação das frequências naturais da pá sem e com o efeito da rotação em Hz.	81
Tabela 12 – Variação relativa dos resultados das simulações utilizando 25, 50, 75 e 100 elementos com os resultados da simulação com 125 elementos (%) .	83
Tabela 13 – Médias e amplitudes dos deslocamentos na direção <i>flapwise</i> e deflexão média na ponta da pá obtidos pelo Giraffe e OpenFAST.	85
Tabela 14 – Nomenclatura nas simulações.	91
Tabela 15 – Comparação do torque no rotor entre o caso RTx100 e o fornecido pelo projeto IEA 15MW.	93
Tabela 16 – Ângulos de <i>pitch</i> utilizados nas simulações.	100

Sumário

1	Introdução	15
1.1	<i>Motivação</i>	15
1.2	<i>Objetivo</i>	21
1.3	<i>Estrutura do trabalho</i>	21
2	Revisão bibliográfica	23
2.1	<i>Modelos aerodinâmicos</i>	23
2.2	<i>Modelos estruturais</i>	26
2.3	<i>Modelos de análises de seções transversais</i>	27
3	Aerodinâmica de turbinas eólicas	29
3.1	<i>Disco atuador</i>	29
3.2	<i>Teoria do momento angular</i>	32
3.3	<i>Aerofólios</i>	35
3.4	<i>Perfil de vento</i>	38
3.5	<i>Teoria BEM (Blade Element Momentum) - clássica</i>	39
3.5.1	Coeficiente de potência	42
3.6	<i>Correções</i>	43
3.6.1	Perda de ponta de pá e <i>hub</i>	43
3.6.2	Estado de turbulência do vento	44
3.7	<i>Método Ning</i>	45
3.7.1	Fator de indução para cada intervalo.	47
3.7.1.1	Quantidade de movimento	48
3.7.1.2	Correção de Buhl	48
3.7.1.3	Freio de Hélice	48
3.7.2	Solução da função residual	49
3.7.3	Comparação com métodos tradicionais	51
3.8	<i>Peak Shaving</i>	52
4	Turbina IEA Wind TCP Task 37	53
4.1	<i>Propriedades da pá</i>	53

4.2	<i>Desempenho do rotor</i>	55
5	Metodologia	57
5.1	<i>Teoria de viga geometricamente exata</i>	57
5.2	<i>Aerofólio NACA0018</i>	62
5.3	<i>IEA 15MW</i>	64
5.3.1	Análise modal	64
5.3.2	Modelagem Aeroelástica	64
5.3.2.1	Amortecimento estrutural do Giraffe	67
5.3.2.2	Amortecimento estrutura do OpenFAST	68
5.4	<i>Direções flapwise e edgewise</i>	69
6	Simulações e resultados	70
6.1	<i>Aerofólio NACA0018</i>	70
6.1.1	Caso 1	70
6.1.2	Caso 2	73
6.1.3	Caso 3	74
6.2	<i>Rotor IEA 15MW</i>	79
6.2.1	Análises modais da pá	79
6.2.1.1	Análise modal v1.0	80
6.2.1.2	Comparação entre as versões v1.0 e v1.1	80
6.2.1.3	Com efeito de rotação	81
6.2.2	Simulações aeroelásticas	82
6.2.2.1	Análise de malha	82
6.2.2.2	Velocidade nominal do vento	84
6.2.2.2.1	Deslocamentos na ponta da pá	84
6.2.2.2.2	Esforços solicitantes na base da pá	85
6.2.2.2.3	Parâmetros aerodinâmicos	85
6.2.2.2.4	Análise no domínio da frequência.	87
6.2.2.2.5	Escalogramas	88
6.2.2.3	Influência da rigidez à torção	90
6.2.2.3.1	Valores intermediários de torção	97
6.2.2.4	Influência dos carregamentos aerodinâmicos não-estacionários	97

6.2.2.5	Mudança da curva de <i>pitch</i>	99
7	Conclusões	104
	REFERÊNCIAS	106

1 Introdução

1.1 Motivação

Diversos povos, ao longo da história, desenvolveram distintas tecnologias de extração de energia dos ventos para suas necessidades. Há relatos de que há mais de 5000 anos, na região da Mesopotâmia, já havia barcos a vela, sendo este o principal meio de transporte de grandes cargas por milênios. Somente em torno do início do século XX as velas foram substituídas por motores a diesel (SORENSEN, 1995).

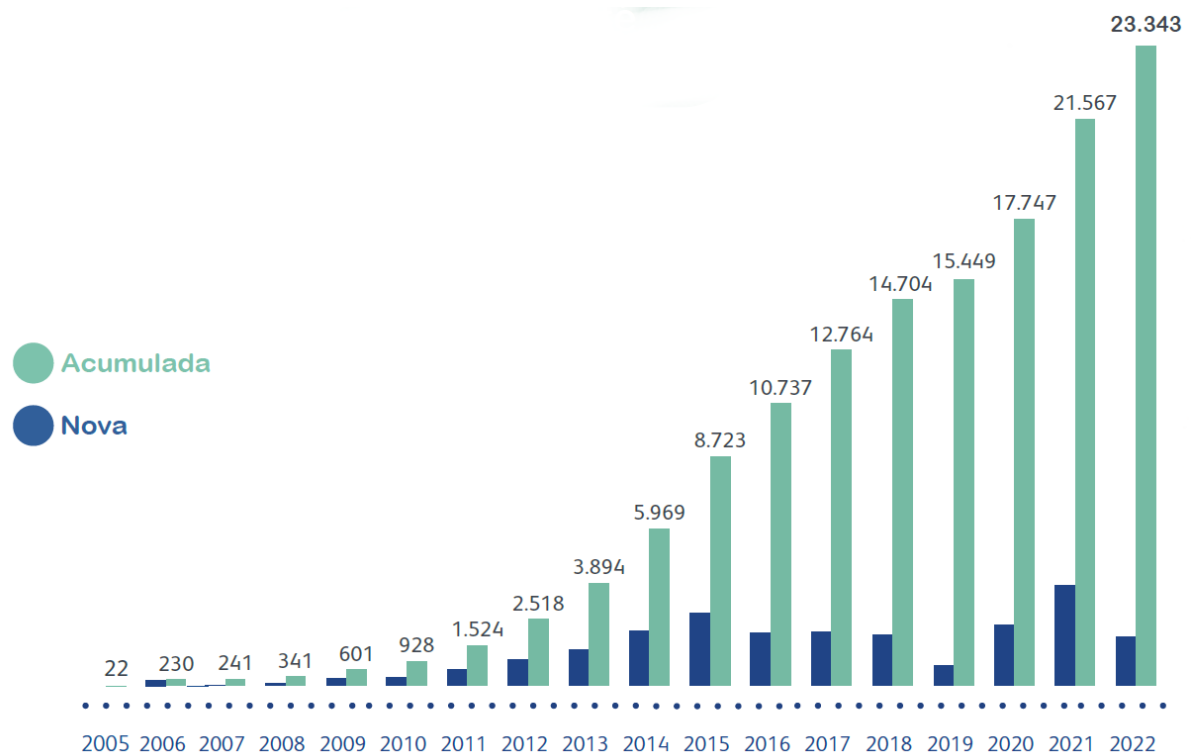
A primeira turbina eólica para produção de energia elétrica em larga escala foi desenvolvida por Charles Brush em 1886, nos Estados Unidos, com uma torre de 18,3 m de altura, rotor de 17,1 m de diâmetro e 144 pás (PASQUALETTI; RIGHTE; GIPE, 2004). No período da Primeira Guerra Mundial, a Dinamarca destacou-se pela ampla utilização de turbinas eólicas de 25kW distribuídas pelo país. Entretanto, devido ao largo crescimento de combustíveis fósseis, houve poucos incentivos para o desenvolvimento no âmbito da energia eólica. Foi apenas em 1973, com a crise do petróleo, que o interesse voltou, mas somente na década de 1990 a energia eólica se estabeleceu como uma alternativa importante para a geração de energia elétrica (KALDELLIS; ZAFIRAKIS, 2011).

No ano de 2021, a geração eólica foi responsável por 50,9% de toda energia renovável consumida no mundo, isto representa quase o dobro da energia solar (BP, 2022). Segundo a Associação Brasileira de Energia Eólica, a segunda fonte de energia elétrica no Brasil é a eólica, constituída por 23,3 GW de potência instalada em novembro de 2022, representando 12,3% de toda energia elétrica brasileira, colocando o Brasil como 6º país com maior capacidade eólica instalada do mundo (ABEEÓLICA, 2022). A Figura 1 ilustra o crescimento da capacidade eólica instalada e nova no Brasil de 2005 a 2022.

A partir da década de 1990, com o desenvolvimento tecnológico, a implementação de turbinas eólicas em ambientes *offshore* vem ganhando espaço. Hoje a capacidade eólica *offshore* instalada no mundo ultrapassa 37GW, sendo a China responsável por cerca da metade dessa capacidade (GWEC, 2022). As turbinas eólicas *offshore* possuem algumas vantagens em relação a *onshore*, entre elas: maior área disponível para a implementação, geralmente os ventos na região *offshore* têm maiores velocidades e menor intensidade de turbulência, também as questões envolvendo o ruído e o impacto visual são abrandadas. No entanto, é necessário superar alguns desafios, como o alto custo de instalação, a dificuldade

das condições de trabalho, as manutenções que são mais difíceis devido à acessibilidade e a necessidade intensa de prevenção à corrosão.

Figura 1 – Evolução da capacidade instalada da fonte eólica no Brasil.



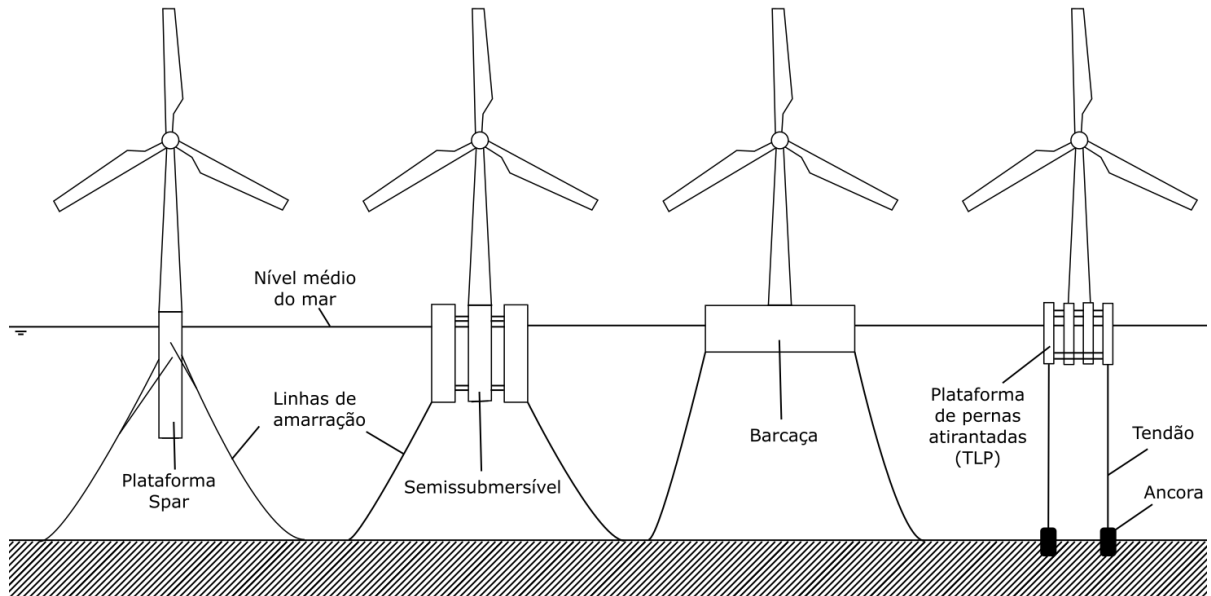
Fonte – Adaptado de ABEEólica (2022).

Os tipos de suporte estrutural de turbinas eólicas *offshore* podem ser divididos em duas categorias. A categoria de suportes fixados no solo (*bottom-fixed*) são normalmente empregados em águas rasas com menos de 60m de profundidade, em razão de não ser economicamente viável a sua utilização em águas com profundidades maiores (WEN *et al.*, 2022). Assim, na última década houve muito interesse na outra categoria que são as turbinas posicionadas sobre elementos flutuantes amarrados ao leito marinho, solução similar àquela já empregada na extração de petróleo e gás (WU *et al.*, 2019). A Figura 2 ilustra as quatro principais categorias de flutuantes. Os conceitos utilizados para permanecerem estáveis na água são: lastro (*Spar*), flutuabilidade (Semissubmersível e Barcaça) e por tendões (TLP, do inglês *Tension Leg Platform*) (HU *et al.*, 2021).

O projeto de uma pá de turbina eólica leva em conta os aspectos aerodinâmico e estrutural. A sua forma externa é dominada pelas questões aerodinâmicas, já no seu interior, o fator dominante é o estrutural (Mølholt Jensen; BRANNER, 2013). A Figura 3 ilustra um esboço de uma típica pá, nela a geometria externa é chamada de carenagem e dentro há duas estruturas que ligam a parte superior com a inferior, chamadas *shear webs*,

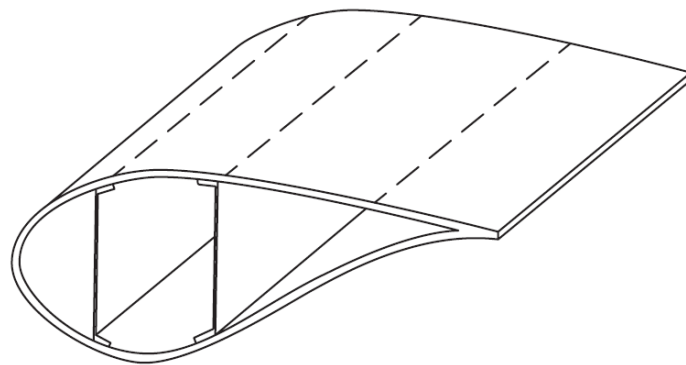
sua principal função é resistir aos carregamentos cisalhantes quando a pá está sob flexão (YUAN *et al.*, 2021). As pás das turbinas eólicas são geralmente constituídas por materiais compósitos formados por resinas de polímero e fibras de vidro ou carbono que são de alta resistência à tração. A utilização desses materiais é justificada por serem resistentes, leves e duráveis (COOPERMAN; EBERLE; LANTZ, 2021).

Figura 2 – Esquema de turbinas eólicas flutuantes *spar*, semissubmersível, barcaça e TLP.



Fonte – Autor.

Figura 3 – Esboço de uma seção típica de pá de turbina eólica.

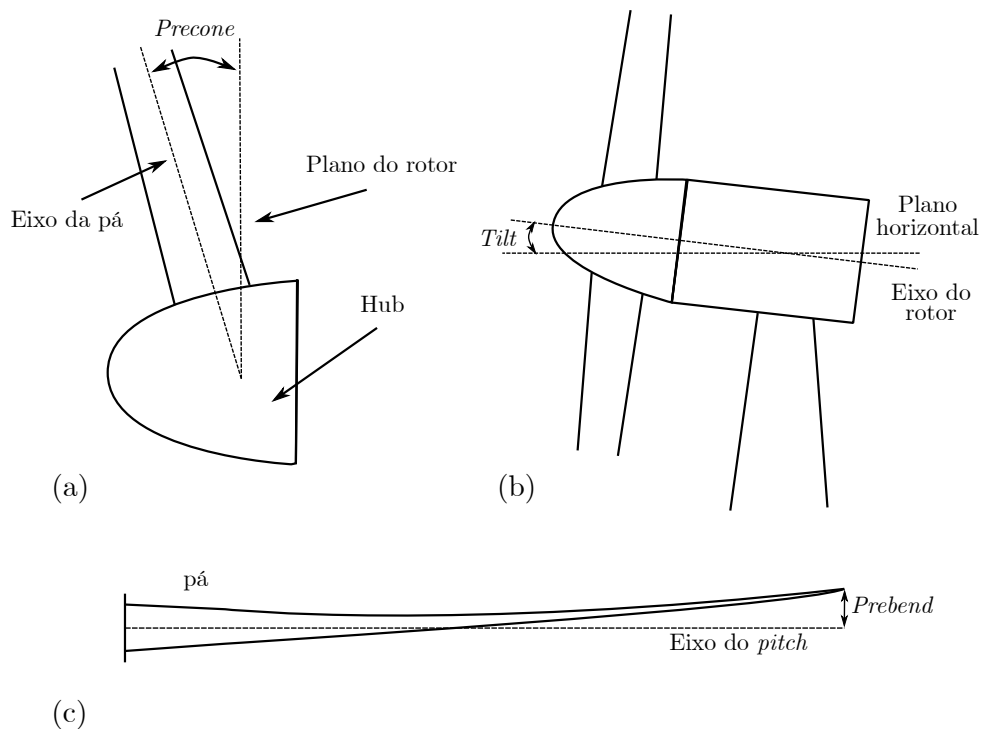


Fonte – Yuan *et al.* (2021).

A pá, devido a deformações excessivas, pode levar ao colapso da estrutura ao se colidir com a torre. A fim de evitar que isso ocorra, certas características geométricas podem ser adicionadas aos projetos de turbinas eólicas, principalmente em grandes turbinas. A Figura 4(a) ilustra o ângulo de *precone*, definido como o ângulo entre plano do rotor e o

eixo da pá, já na Figura 4(b) é mostrado o ângulo de *tilt*, que é o ângulo gerado entre o eixo do rotor com a linha horizontal, e a Figura 4(c) mostra o *prebend* que é uma deflexão da pá imposta na fase de projeto, ou seja, um deslocamento entre a pá e o eixo do *pitch* gerado na própria construção da pá (HORCAS *et al.*, 2016). Por sua vez, o eixo do *pitch* é definido pelo sistema de *pitch* do rotor, situado no *hub*, que regula a rotação da pá, modificando parâmetros aerodinâmicos, e assim, impactando na energia gerada.

Figura 4 – Representação do (a) ângulo de *precone*, (b) ângulo de *tilt* e (c) *prebend*.



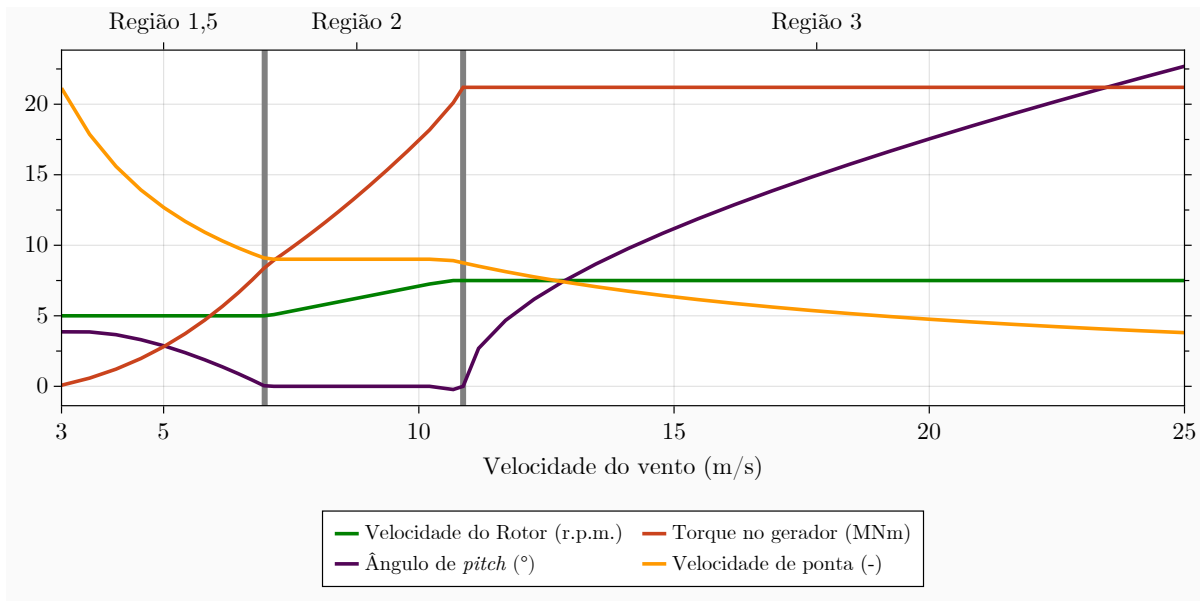
Fonte – Autor.

O desempenho de turbinas eólicas de grande porte depende crucialmente do sistema de controle de *pitch*. Quando as pás giram, os parâmetros aerodinâmicos mudam, afetando diretamente as cargas e a dinâmica da turbina. A Figura 5 mostra como a curva de *pitch* varia em relação à velocidade do vento, juntamente com as curvas de torque, velocidade de rotação do rotor e velocidade máxima da turbina IEA 15MW. A Figura 6 ilustra a curva de empuxo do rotor. O método conhecido como *peak shaving* é usado para definir uma curva de ângulos de *pitch* mínimos de operação, de modo que a curva de empuxo seja saturada na região do pico. Esse processo ajuda a reduzir os efeitos dos carregamentos na base da torre, porém leva a uma diminuição da produção de energia (ABBAS *et al.*, 2022).

O aumento da produção de energia elétrica por meio de turbinas eólicas se deve a capacidade das turbinas de gerarem grandes quantidades de energia com custos competitivos

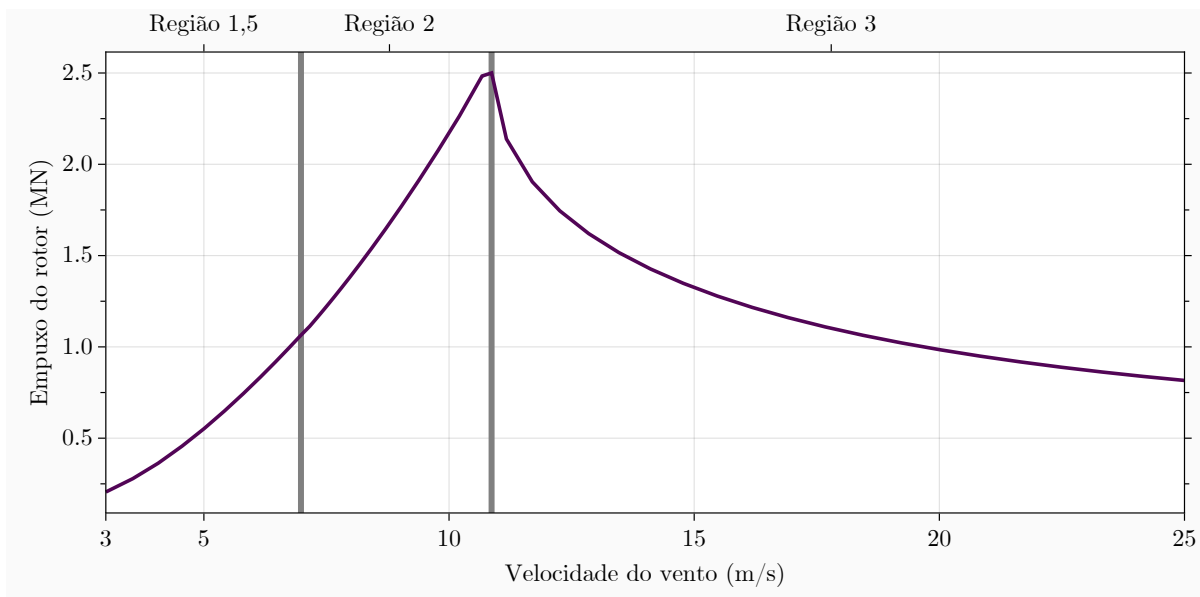
(Farkat Diógenes *et al.*, 2020). Nas últimas três décadas, o houve um crescimento drástico da capacidade e dimensões das turbinas eólicas. Um exemplo do tamanho atual das turbinas é a GE Haliade-X 12MW tendo 220m de diâmetro de rotor, com pás de 107m de comprimento (GE, 2021). Também estudos estão sendo realizados para o desenvolvimento de turbinas ainda maiores como a turbina eólica *offshore* de referência IEA Wind Task 37 com capacidade 15MW (GAERTNER *et al.*, 2020).

Figura 5 – Curvas de *pitch*, torque no gerador, velocidade do rotor e velocidade de ponta.



Fonte – Adaptado de Gaertner *et al.* (2020).

Figura 6 – Curva de empuxo no rotor.



Fonte – Adaptado de Gaertner *et al.* (2020).

Entretanto, devido ao aumento do seu comprimento, as pás se tornaram mais suscetíveis aos efeitos aeroelásticos causados pela interação entre: aerodinâmica, elasticidade e dinâmica. A aerodinâmica estuda as forças atuantes em um corpo com um dado carregamento que depende apenas da velocidade do vento e da geometria das pás da turbina, a dinâmica leva em conta a influência das forças inerciais, e por fim, a elasticidade estuda a previsão da forma de um corpo elástico devido a um dado carregamento (HODGES; PIERCE, 2011).

Um dos fenômenos aeroelásticos de grande importância para as pás das turbinas eólicas é o *flutter*. Fisicamente, ele é uma combinação de dois modos de vibrar (torcional e transversal) que extrai energia do fluido (BLEVINS, 2001). Isso causa um aumento nas amplitudes de vibrações do aerofólio geradas pelo vento, podendo levar ao rompimento das pás da turbina eólica (CHEN *et al.*, 2018). Hansen *et al.* (2006) sugere o estudo do efeito *flutter* para pás de turbinas eólicas com comprimento acima de 50m.

Outro fenômeno dinâmico de relevância é a ressonância, que ocorre quando a frequência de excitação é igual (ou muito próxima) a uma das frequências naturais da estrutura. Esse efeito pode levar, assim como o *flutter*, ao colapso da estrutura devido ao crescimento das amplitudes de vibração. Desta forma, o sistema completo da turbina eólica deve ser projetado a fim de evitar que as frequências associadas às excitações do vento e do mar ocasionem o fenômeno de ressonância.

Diversos programas foram desenvolvidos ou adaptados a fim de captar respostas dinâmicas de turbinas eólicas. Entre eles estão os programas: OpenFAST desenvolvido pela NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) (JONKMAN, 2013), HAWC2 (*Horizontal Axis Wind turbine simulation Code 2nd generation*) criado pela DTU (*Technical University of Denmark*) (LARSEN; HANSEN, 2019) e Giraffe (*Generic Interface Readily Accessible for Finite Elements*) desenvolvido pelo Prof. Dr. Alfredo Gay Neto e colaboradores (Gay Neto, 2021).

O *software* Giraffe é um programa acadêmico de elementos finitos capaz de realizar análises com não-linearidade geométrica. Com relação à análise de vigas, sua base é a teoria de viga geometricamente exata. O *software* OpenFAST é composto por diversos módulos, para análise estrutural no domínio do tempo há dois módulos, o ElastoDyn e o BeamDyn. O ElastoDyn é baseado na viga de Euler-Bernoulli, enquanto o BeamDyn é baseado na teoria de viga geometricamente exata e suas equações são discretizadas por elementos finitos espectrais de Legendre. O HAWC2 foi desenvolvido pela DTU e é baseado

em uma abordagem de dinâmica de sistema de multicorpos. Cada corpo é dividido em subcorpos e, que por sua vez, são divididos em vigas de Timoshenko lineares, assumido pequenos deslocamentos entre as vigas. Os efeitos não-lineares são captados por meio da ligação entre os corpos. Os detalhes de sua formulação pode ser encontrados em Shabana (2013) e Kim, Hansen e Branner (2013).

1.2 Objetivo

O objetivo desse projeto é modelar e simular a dinâmica do rotor da turbina eólica de referência IEA Wind Task 37 de 15MW (GAERTNER *et al.*, 2020). A investigação considerou carregamentos aerodinâmicos nas pás da turbina bem como os seus efeitos aeroelásticos. Pretende-se, usando programas baseados no método dos elementos finitos com o modelo de viga geometricamente exata, analisar o impacto da rigidez à torção no comportamento das pás em diversas velocidades de ventos constantes e sem levar em conta o efeito do controlador.

Os objetivos específicos são:

- estudo do comportamento dinâmico de pás com perfil NACA0018 utilizando os programas: Giraffe, OpenFAST e HAWC2, a fim de discutir as implicações das diferenças de modelagem e os aspectos preponderantes nas respostas estruturais;
- simular o comportamento dinâmico do rotor da IEA Wind Task 37 nos programas Giraffe e OpenFAST, considerando os carregamentos aerodinâmicos por meio da teoria BEM (*Blade Element Momentum*);
- comparar as teorias aerodinâmicas não-estacionária e estacionária para ventos constantes;
- analisar a influência da rigidez à torção das pás nos esforços solicitantes e deslocamentos.

1.3 Estrutura do trabalho

Este trabalho está dividido em sete capítulos. O primeiro capítulo é a introdução onde se apresenta o contexto e a motivação do presente trabalho. No segundo capítulo foi elaborada uma revisão bibliográfica sobre aeroelasticidade abordando os principais

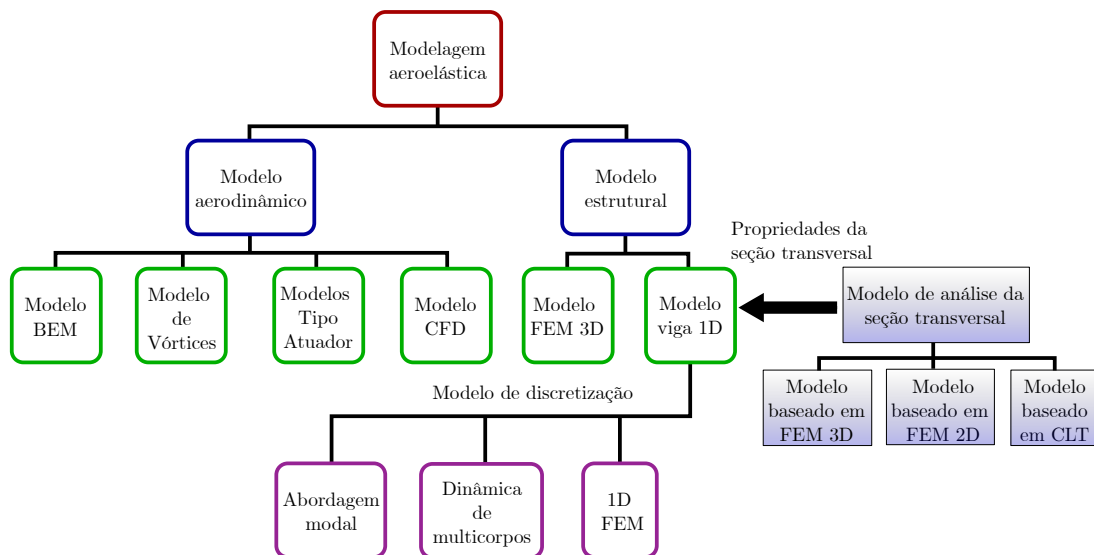
modelos aerodinâmicos e estruturais utilizados em turbinas eólicas. Já no terceiro capítulo uma base teórica sobre aerodinâmica de turbinas eólicas é apresentada. No quarto capítulo são introduzidas as principais características da turbina de referência IEA Wind TCP Task 37. O quinto capítulo traz a metodologia abordada no trabalho. No sexto capítulo dados das simulações e seus resultados são expostos. Por fim, o sétimo capítulo apresenta as conclusões do trabalho.

O separador decimal utilizado foi a vírgula (“,”), porém nas figuras geradas por meio das ferramentas disponíveis na linguagem Julia, o separador decimal utilizado foi o ponto (“.”).

2 Revisão bibliográfica

A modelagem aeroelástica de uma turbina eólica consiste, basicamente, na adoção de dois modelos. Um deles é o modelo aerodinâmico, responsável pelo cálculo dos carregamentos gerados pelo vento, o outro é o modelo estrutural que determina as respostas dinâmicas da estrutura. A modelagem das pás de uma turbina eólica deve ter atenção especial, pois devido ao grande aumento do tamanho das turbinas eólicas, as pás se tornaram esbeltas, leves e flexíveis. Wang, Liu e Kolios (2016) apresentam os principais modelos utilizados para a modelagem aeroelástica de pás (ver Figura 7).

Figura 7 – Componentes da modelagem aeroelástica de pás de turbinas eólicas.



Fonte – Adaptado de Wang, Liu e Kolios (2016)

2.1 Modelos aerodinâmicos

Conforme a Figura 7, há quatro principais modelos aerodinâmicos que serão discutidos a seguir.

O modelo de vórtices foca em descrever a dinâmica da esteira do escoamento gerada pela turbina eólica por meio de linhas de sustentação ou superfícies, mas também pode ser usado para o cálculo dos carregamentos aerodinâmicos. O modelo é baseado na superposição de soluções de escoamento potencial e se divide em duas categorias. Uma é a categoria da esteira prescrita (*prescribed-wake method*) na qual são usadas formulações semi-empíricas diminuindo o custo computacional, porém isso limita o método de modo

que só pode ser utilizado quando os ventos à montante são estacionários. Outra é a esteira livre (*free-wake method*), nele, como o nome já induz, a esteira se movimenta livremente e pode ser utilizado para ventos não estacionários (ver trabalhos de Qiu *et al.* (2014), Chkir (2011) e Martín-San-Román *et al.* (2021)), porém o seu custo computacional é muito maior que o método da esteira prescrita (SAVERIN *et al.*, 2016) (PRASAD; DIMITRIADIS, 2017).

O método CFD (*Computational Fluid Dynamics*) se baseia na resolução de equações de movimento do ar ao redor das pás da turbina por meio de uma discretização do domínio do fluido. Os métodos mais populares são os baseados nas equações integrais da mecânica dos fluidos, construindo o chamado método dos volumes finitos. O método não precisa de dados aerodinâmicos predeterminados, porém há um grande consumo computacional (WANG; LIU; KOLIOS, 2016).

Os modelos tipo atuador constituem um grupo de modelos que podem representar as pás da turbina eólica por meio de disco, linhas ou superfícies, em função disso são nomeados como: modelo de disco atuador, modelo de linha atuadora e modelo de superfície atuadora. O modelo de disco atuador foi, possivelmente, o primeiro usado para o estudo do desempenho do rotor. Inicialmente foi derivado da teoria da quantidade de movimento em 1D desenvolvido por Rankine (1865) e Froude (1889) (ver seção 3.1) que posteriormente deu origem ao BEM. Esse modelo considera o rotor da turbina eólica como um disco poroso onde as forças são aplicadas uniformemente (SARMIENTO, 2021). Em geral, o modelo pode ser usado em conjunto das equações de Euler ou Navier-Stokes. Já o modelo de linha atuadora foi desenvolvido originalmente por Sørensen e Shen (2002), nele as forças na pá são representadas por uma linha com carregamento distribuído. Shen, Sørensen e Zhang (2007) estenderam o conceito da linha atuadora, onde a pá foi representada por uma superfície plana. Kim, Oh e Yee (2015) propuseram uma melhoria ao modelo de superfície atuadora de modo que supera a falta da correção de ponta de pá (WANG; LIU; KOLIOS, 2016).

O modelo BEM foi proposto originalmente por Glauert (1935), e é amplamente utilizado devido à sua simplicidade, facilidade de uso em conjunto com o modelo de vigas (barras) e, em particular, pelo baixo custo computacional. Ele é a combinação entre a teoria do elemento de pá (*blade element theory*) e a teoria da quantidade de movimento unidimensional (*blade momentum theory*), assim, cada pá é discretizada em elementos ao longo do comprimento e a interação entre eles é ignorada. Numericamente, o método se

baseia em cálculos iterativos que definem as velocidades axial e tangencial do ar em cada elemento. Desta forma, com os coeficientes de esforços aerodinâmicos já predeterminados, chega-se aos carregamentos aerodinâmicos. Esse modelo é detalhado na seção 3.5.

O modelo BEM clássico possui algumas limitações que, em grande parte, foram contornadas usando correções empíricas provenientes do estudo de pás de helicópteros. As principais limitações são: perda de ponta de pá e *hub*, estado de turbulência da esteira, influxo dinâmico (*dynamic inflow*) e estol dinâmico, esses tópicos serão descritos adiante.

A perda de ponta de pá (*tip-loss*) é gerada devido à ocorrência de vórtices na região da ponta da pá. Prandtl (1921) propôs um fator que varia de zero (na ponta da pá) a 1 (na raiz da pá) que corrige esse efeito. Devido a sua simplicidade e eficiência ele é amplamente usado e está implementado nos programas OpenFAST (JONKMAN, 2013) e HAWC2 (LARSEN; HANSEN, 2019). Outros fatores de correção também foram propostos como Xu e Sankar (2002) que usaram as soluções de Navier-Stokes e Zhong *et al.* (2020) que consideraram os efeitos de *downwash* e de rotação do fluido. A emissão de vórtices também ocorre na região do *hub*, desta forma, de modo análogo à correção de perda de ponta de pá, também se corrige *hub* (*hub-loss*) (MORIARTY; HANSEN, 2005).

O estado de turbulência do vento à jusante ocorre quando a turbina está girando em alta velocidade em relação ao vento, assim, no BEM clássico, a velocidade do vento a jusante é muito baixa ou até mesmo contra-fluxo, não condizendo com a realidade (ver seção 3.1). Há vários modelos propostos com intuito de superar essa limitação. Ex: modelo Glauert (GLAUERT, 1926), modelo AeroDyn (MORIARTY; HANSEN, 2005) e modelo Buhl (Buhl Jr, 2004).

O modelo BEM clássico é quase-estacionário, deste modo ele possui grande fidelidade quando o sistema está em equilíbrio estático. Porém, quando ocorre alguma mudança no fluxo do escoamento, por exemplo: variação da direção do vento, o escoamento se torna dinâmico e verifica-se um atraso para se alcançar o novo equilíbrio. Esse atraso é proporcional ao diâmetro do rotor e inversamente proporcional à velocidade do vento antes do equilíbrio (HANSEN *et al.*, 2006). A fim de considerar esse efeito, foram desenvolvidos vários modelos empíricos de escoamentos dinâmicos, como o modelo Øye (ØYE, 1992) e o modelo Pitt-Peters (PITT; PETERS, 1981) utilizado no *software* OpenFAST.

O estol dinâmico ocorre devido a uma rápida mudança do ângulo de ataque, provocando instabilidade aerodinâmica nas pás (LIU *et al.*, 2020). Durante o estol dinâmico, o ponto de separação da camada limite do escoamento, que inicialmente está no bordo de

fuga, se desloca gradualmente para o bordo de ataque com o aumento do ângulo de ataque. Esse fenômeno gera um atraso nas respostas dos carregamentos aerodinâmicos (WANG; LIU; KOLIOS, 2016). Segundo Anderson (2020) o atraso é tratado mediante a correções empíricas do código BEM, através de ajustes nos coeficientes de sustentação e de arrasto. Vários modelos de estol dinâmico foram desenvolvidos, entre eles o Beddoes-Leishman (LEISHMAN; BEDDOES, 1989) (implementado nos programas OpenFAST e HAWC2) e o Øye (ØYE, 1991) (implementado no *software* HAWC2).

Outro aspecto do BEM clássico é a dificuldade de convergência. Normalmente, utiliza-se a iteração de ponto fixo ou o método de Newton para o processo de solução. McWilliam e Crawford (2011) mostraram que em ambos os casos ocorreram falhas nas convergências em pequenas regiões dos aerofólios testados. Masters *et al.* (2011) propõem um método robusto que utiliza simulações de Monte Carlo com otimização quadrática sequencial, porém o método não garante que haja sempre convergência. Ning (2014) apresenta um método que converte duas equações para uma única equação equivalente, resumindo o problema à determinação da raiz dessa equação. Esse método se mostra robusto por garantir convergência e, para a elaboração desse trabalho, foi implementado no *software* Giraffe, mas também é possível encontrá-lo no programa OpenFAST.

2.2 Modelos estruturais

Como mostra a Figura 7, há dois principais modelos estruturais utilizados para turbinas eólicas: FEM (*Finite Element Method* ou, em português, método dos elementos finitos) 3D ou modelo de viga em 1D. Na modelagem FEM 3D, os elementos da turbina eólica são normalmente caracterizados por elementos de casca ou sólidos. No entanto, devido às pás possuírem formas e características estruturais complexas, é necessário um grande refinamento nas malhas, assim, um grande poder computacional é exigido. Isso aumenta a precisão na obtenção dos resultados de interesse, tais como campo de deslocamentos e das distribuições de tensões, porém a precisão da modelagem ainda continua sendo limitada pela análise aeroelástica (LI *et al.*, 2020).

A modelagem de viga em 1D é constituída por uma série de elementos de vigas. Os três principais métodos para discretizar esses elementos são: modal (*modal approach*), modelo de viga equivalente e multicorpos (WANG; LIU; KOLIOS, 2016) (LI *et al.*, 2020).

A abordagem modal consiste em definir a deflexão da estrutura por meio de uma combinação linear dos seus modos de vibrar, desta forma, o número de graus de liberdade é pequeno obtendo uma grande eficiência computacional. Suas principais desvantagens são: a necessidade de informar as formas de vibrar como dados de entrada e a limitação da quantidade dessas formas, sendo que geralmente não se utiliza o modo torcional, crucial para a análise de *flutter* (WANG; LIU; KOLIOS, 2016) (Faccio Júnior *et al.*, 2019).

O método 1D FEM é similar ao método 3D FEM, porém, para reduzir o custo computacional, a modelagem é simplificada para 1D, assim o corpo é representado por uma série de elementos de vigas conectados por nós (WANG *et al.*, 2014). Possui precisão, em geral, suficiente para a etapa de projeto estrutural básico de turbinas eólicas, tem um custo computacional levemente maior que os métodos modal e multicorpos (WANG; LIU; KOLIOS, 2016).

Na modelagem de multicorpos, os corpos podem ser considerados rígidos ou flexíveis e são conectados entre si por: molas, amortecedores e juntas (*joints*) de diversas naturezas. O modelo se mostra preciso para a avaliação dos esforços solicitante dinâmicos em turbinas eólicas como demonstram Duan, Wang e Wan (2022). Diversas modelagens de multicorpos têm sido efetuadas para os estudos dinâmicos de turbinas eólicas, como Nada e Al-Shahrani (2017), Cetrini *et al.* (2018) e Xu *et al.* (2020). Também vários programas comerciais de análises de turbinas eólicas utilizam o modelo de multicorpos, como o HAWC2 (SAYED *et al.*, 2019).

2.3 Modelos de análises de seções transversais

As pás de turbinas eólicas são geralmente feitas de material compósito, isto é, são feitas de múltiplos materiais, com o intuito de diminuir seu peso e ainda ter boa resistência à fadiga e aos carregamentos externos. Parte desses materiais é composta de fibras posicionadas e orientadas com ângulos diferentes, assim, as pás têm uma topologia complexa que dificulta obter as propriedades que representam as seções transversais. Para obtê-las, foram desenvolvidos diversos modelos, entre eles: FEM 3D e 2D e também o modelo CLT (*Classical Laminate theory*).

O modelo baseado em FEM 3D possui alta precisão nas análises de deslocamentos e tensões, porém não fornece diretamente as propriedades da seção transversal, sendo

necessário um complexo pós-processamento, como o BPE (*Blade Properties Extractor*) (MALCOLM; LAIRD, 2005). O BPE divide a pá em segmentos ao longo do seu comprimento e calcula por uma série de cargas unitárias aplicadas na ponta, uma matriz 6×6 que representa a rigidez em cada segmento. Ele considera os efeitos de cisalhamento, empenamento e o acoplamento flexão-torção. No entanto, quando ocorre distorção significativa na seção transversal, o modelo se demonstra pouco preciso, levando a uma matriz de rigidez singular (MALCOLM; LAIRD, 2005).

Outro método similar, mas que consome menos recursos computacionais é o FEM 2D. Nele a seção transversal é representada por uma série de elementos que contribuem para os parâmetros da estrutura. Diversas ferramentas baseadas desse método foram elaboradas, entre elas: VABS (*Variational Asymptotic Beam Sectional analysis*) (YU, 2013) e o BECAS (*BEam Cross section Analysis Software*) (BLASQUES *et al.*, 2016). O BECAS é baseado na teoria de Giavotto *et al.* (1983) que apresenta uma formulação para o cálculo de rigidez e tensões de vigas anisotrópicas (suas propriedades variam em cada direção) e não homogêneas (as propriedades de cada ponto da seção transversal podem variar). O BECAS consegue lidar com uma vasta gama de seções transversais genéricas e considera todos os acoplamentos geométricos melhorando a precisão da estimativa das respostas dinâmicas de pás de turbinas eólicas com geometrias complexas e com diversos materiais (BRANNER *et al.*, 2012). No entanto, devido à complexidade da pá, é necessário um pré-processador chamado Airfoil2BECAS (BITSCHKE, 2012) que gera os arquivos de entrada para o BECAS.

O modelo CLT é uma extensão da teoria de placas isotrópicas que permite analisar os efeitos de acoplamentos complexos que ocorrem em compósitos laminados. Ele consegue prever deslocamentos e curvaturas que ocorrem nos laminados submetidos a carregamentos (SHOKRIEH; Kamali Shahri, 2014). O modelo combina as propriedades e ângulo de cada camada de modo que se obtém uma seção transversal homogeneizada. Um dos programas utilizados na área de turbinas eólicas é o PreComp (WANG *et al.*, 2014). Ele calcula as propriedades da seção transversal de pás levando em conta os efeitos da *shear web* e do empenamento. Nele, não é preciso um pré-processador para a criação dos dados de entrada, pois eles são relativamente simples como, por exemplo, a forma do aerofólio e a disposição da sequência de laminação. O modelo CLT tem um custo computacional menor que os outros métodos citados acima.

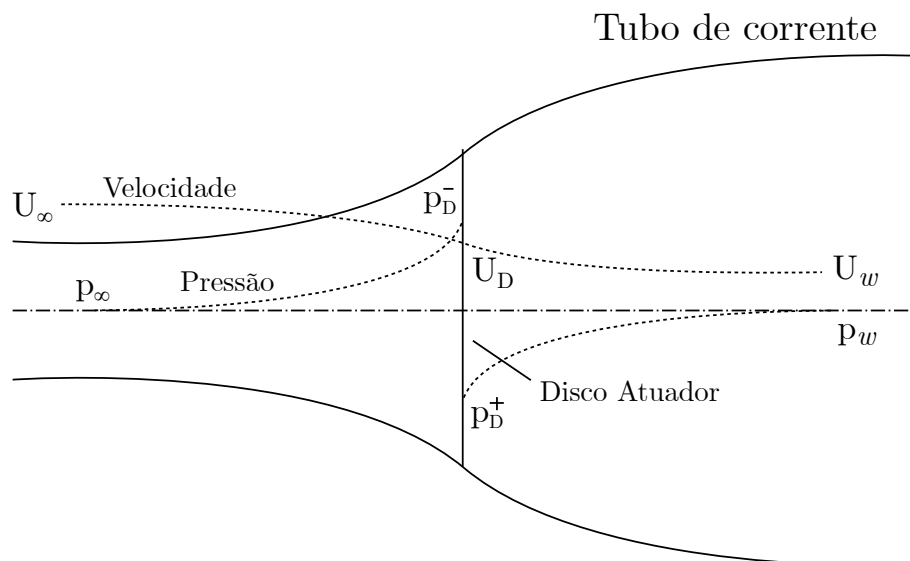
3 Aerodinâmica de turbinas eólicas

3.1 Disco atuador

O conceito do disco atuador descreve o princípio básico de uma turbina eólica analisando a extração de energia cinética de forma simples. Ele pode ser aplicado em um estudo aerodinâmico inicial de uma turbina eólica genérica. Por este conceito também é possível determinar a potência máxima de uma turbina ideal e uma estimativa da força de empuxo aplicada no rotor.

O disco atuador se baseia na ideia de um tubo de corrente de vento onde não há troca de massa entre o escoamento de ar dentro e fora do tubo. A Figura 8 ilustra o conceito do disco atuador e mostra a variação da velocidade (U) e pressão (p) do vento em cada região. O subscrito “ ∞ ” remete a uma região bem distante à montante do disco, onde o vento ainda não sofreu mudança de velocidade e pressão, já o subscrito “ D ” refere-se a região ao redor do disco, no qual é dividido em duas sub-regiões: antes (sobrescrito “ $+$ ”) e depois (sobrescrito “ $-$ ”) do disco, por fim, o subscrito “ w ” se refere a uma região após o disco e longe dele, chamada região da esteira (*wake*). O disco atuador representa o rotor da turbina eólica e a variação que impões às áreas das seções transversais do tubo de corrente é devido à continuidade da vazão mássica (HANSEN, 2008). Nota-se que a pressão p_w é igual a pressão p_∞ .

Figura 8 – Tubo de corrente da teoria do disco atuador.



Fonte – Autor.

A variação do fluxo da quantidade de movimento do vento é definida pela multiplicação da vazão mássica \dot{m} com a variação da velocidade do vento ($U_\infty - U_w$), isto é:

$$\dot{m}(U_\infty - U_w) = \rho A U_D (U_\infty - U_w) , \quad (1)$$

onde ρ é a massa específica do ar, assumindo valor constante, e A é a área do disco. Essa variação da quantidade de movimento é gerada exclusivamente pela força de empuxo (F_{emp}), desta forma:

$$F_{emp} = \rho A U_D (U_\infty - U_w) . \quad (2)$$

Segundo Manwell, Mcgowan e Rogers (2009) outro modo de definir a força F_{emp} é pela soma das forças em cada lado do disco:

$$F_{emp} = A(p_D^+ - p_D^-) . \quad (3)$$

Pode-se encontrar a variação da pressão entre o disco ($p_D^+ - p_D^-$) aplicando o teorema de Bernoulli a montante e a jusante do disco (Equações (4) e (5)) e subtraindo-as levando à Equação (6).

$$\frac{1}{2}\rho U_\infty^2 + p_\infty = \frac{1}{2}\rho U_D^2 + p_D^+ , \quad (4)$$

$$\frac{1}{2}\rho U_w^2 + p_\infty = \frac{1}{2}\rho U_D^2 + p_D^- , \quad (5)$$

$$(p_D^+ - p_D^-) = \frac{1}{2}\rho(U_\infty^2 - U_w^2) . \quad (6)$$

Substituindo a Equação (6) na Equação (3) obtêm-se:

$$F_{emp} = \frac{1}{2}\rho A(U_\infty^2 - U_w^2) . \quad (7)$$

É conveniente definir um fator chamado fator de indução axial “ a ” que associa a velocidade U_∞ com a velocidade U_D :

$$U_D = U_\infty(1 - a) . \quad (8)$$

Igualando as Equações (3) e (7) é possível concluir que:

$$U_w = U_\infty(1 - 2a) . \quad (9)$$

Isto significa que a metade da perda da velocidade do vento ocorre à montante do disco e a outra metade a jusante dele. Deve-se notar que para valores de $a \geq 0,5$ a

velocidade da esteira é zero ou até mesmo negativa, não sendo compatível com a realidade. Glauert (1935) e Buhl Jr (2004) indicam que para fatores de indução maiores que 0,4 é necessário aplicar correções empíricas.

Substituindo as Equações (8) e (9) na Equação (7) chega-se em:

$$F_{emp} = 2\rho AU_{\infty}^2 a(1 - a) . \quad (10)$$

A potência extraída do vento é definida pelo trabalho realizado pela força F_{emp} , sendo assim:

$$P = F_{emp}U_D = 2\rho AU_{\infty}^3 a(1 - a)^2 . \quad (11)$$

A potência máxima extraída por uma turbina eólica ocorreria se ela extraísse toda energia cinética do vento, isto é:

$$P_{max} = \frac{1}{2}\rho AU_{\infty}^3 , \quad (12)$$

no entanto, fisicamente isso não é possível, pois ocasionaria uma massa de ar parada a jusante da turbina. A razão da potência extraída pela potência máxima é chamado coeficiente de potência C_p :

$$C_p = \frac{2\rho AU_{\infty}^3 (1 - a)^2}{\frac{1}{2}\rho AU_{\infty}^3} = 4a(1 - a)^2 . \quad (13)$$

No trabalho de Betz (1919), visando a maximização do coeficiente de potência, a Equação (13) foi derivada e, em seguida, igualada a zero, resultando em um valor de $a = 1/3$. Ao substituir $a = 1/3$ na Equação (13), obtém-se:

$$C_{p_{max}} = \frac{16}{27} = 0,593 , \quad (14)$$

esse valor é conhecido como limite de Betz. Entretanto, existem três principais fatores que não foram contemplados nessa teoria e colaboram com a diminuição desse valor: rotação da esteira, número finito de pás com perdas nas pontas e a força de arrasto diferente de zero (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009).

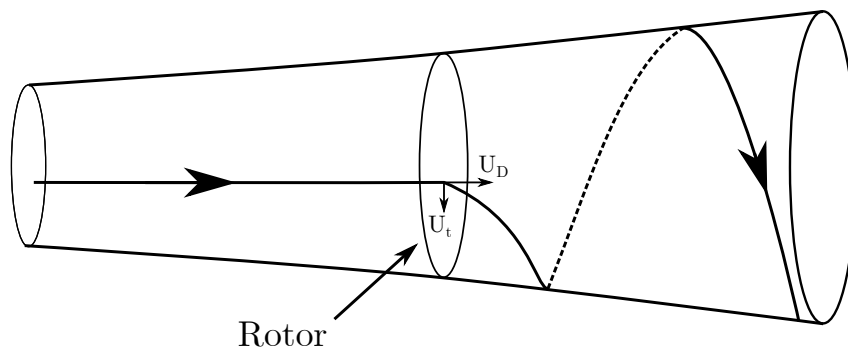
Similarmente ao coeficiente de potência, o coeficiente de empuxo C_T é a relação entre a força do empuxo F_{emp} pela força dinâmica do vento, de modo que:

$$C_T = \frac{F_{emp}}{\frac{1}{2}\rho AU_{\infty}^2} = 4a(1 - a) . \quad (15)$$

3.2 Teoria do momento angular

Um dos efeitos que limita a teoria do disco atuador é a rotação da esteira. A Figura 9 apresenta uma partícula que ao passar pelo rotor ganha velocidade tangencial, de modo que a massa de ar ganha o movimento de rotação. Esse movimento está relacionado a um torque e, por se tratar de um efeito de ação e reação, esse torque possui sentido oposto a rotação do rotor (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009).

Figura 9 – Trajetória de uma partícula que passa pelo rotor, onde possui velocidade axial U_D e tangencial U_t .



Fonte – Autor.

O movimento de rotação da esteira aumenta o módulo da velocidade do vento, aumentando a energia da esteira, e assim, diminuindo a extração de energia do vento. Esse problema pode ser mitigado aumentando a velocidade angular da turbina, diminuindo o torque juntamente com as perdas. Entretanto, com o aumento da velocidade de rotação, a força de arrasto nas pás também aumenta, diminuindo a potência extraída.

À montante, o ar tem momento angular nulo, mas após a passagem pelo disco, o ar ganha uma velocidade tangencial dada por:

$$U_t = 2a'\Omega r, \quad (16)$$

onde Ω é a velocidade angular do rotor, r a distância entre o ponto avaliado e o centro de giro da turbina e a' o fator de indução tangencial definido por:

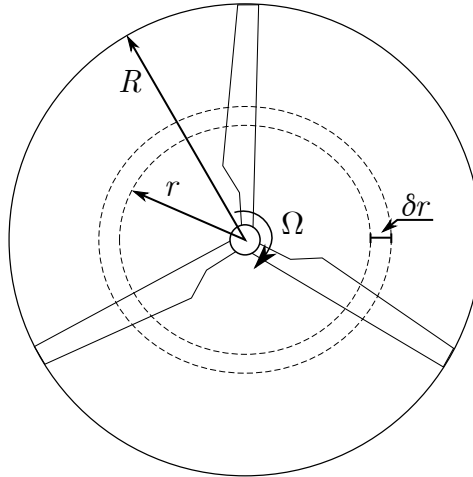
$$a' = \frac{\omega}{2\Omega}, \quad (17)$$

onde ω é a velocidade angular da esteira.

A velocidade tangencial varia conforme a distância r varia. Assim, o torque gerado será analisado para cada anel com espessura δr como mostra a Figura 10. O raio do rotor

é dado por R e os anéis são considerados independentes, de modo que não há interação entre eles.

Figura 10 – Representação de um anel de raio r .



Fonte – Autor.

Cada anel é responsável por um incremento do torque (δQ) definido pela taxa da variação do momento angular dada por:

$$\delta Q = \rho \delta A U_{\infty} (1 - a) 2\Omega a' r^2, \quad (18)$$

onde δA é a área do anel. É interessante notar que $\rho \delta A U_{\infty} (1 - a)$ é a vazão mássica e $2\Omega a' r$ é a mudança da velocidade tangencial em um anel.

O incremento de potência do rotor é calculado por:

$$\delta P = \delta Q \Omega. \quad (19)$$

Substituindo a Equação (18) na Equação (19) leva a:

$$\delta P = \rho \delta A U_{\infty} (1 - a) 2\Omega^2 a' r^2. \quad (20)$$

Por meio da Equação (11), a potência obtida para um anel de área δA é dada por:

$$\delta P = 2\rho \delta A U_{\infty}^3 a (1 - a)^2. \quad (21)$$

Igualando as Equações (20) e (21):

$$\rho \delta A U_{\infty} (1 - a) 2\Omega^2 a' r^2 = 2\rho \delta A U_{\infty}^3 a (1 - a)^2, \quad (22)$$

e simplificando, obtemos:

$$\Omega^2 r^2 a' = U_{\infty}^2 a (1 - a)^2. \quad (23)$$

Agora, convêm definir um adimensional chamado relação da velocidade de ponta (*tip speed ratio*):

$$\lambda = \frac{\Omega R}{U_\infty}, \quad (24)$$

Para o caso mais genérico, isto é, para o caso válido em qualquer ponto da pá, é definido outro adimensional chamado relação da velocidade local (*local speed ratio*), dado por:

$$\lambda_r = \frac{\Omega r}{U_\infty} = \lambda \frac{r}{R}. \quad (25)$$

Com isso, é possível reescrever a Equação (23) como sendo:

$$a(1 - a) = \lambda_r^2 a'. \quad (26)$$

Levando em conta a Equação (26) e $\delta A = 2\pi r \delta r$, a Equação (21) pode ser reescrita como sendo:

$$\delta P = \left(\frac{1}{2} \rho U_\infty^3 2\pi r \delta r \right) 4a'(1 - a)\lambda_r^2, \quad (27)$$

o termo dentro dos primeiros parênteses é o fluxo de potência do anel, enquanto o termo fora deles é a eficiência da captura de energia, η_r , isto é:

$$\eta_r = 4a'(1 - a)\lambda_r^2. \quad (28)$$

Segundo Manwell, MCGowan e Rogers (2009) a contribuição do incremento da potência para cada anel pode ser escrita como:

$$\frac{dC_p}{dr} = \frac{4\pi\rho U_\infty^3 r a'(1 - a)\lambda_r^2}{\frac{1}{2}\rho\pi R^2 U_\infty^3} = \frac{8(1 - a)a'\lambda_r^2 r}{R^2}. \quad (29)$$

Considerando o adimensional $\mu = \frac{r}{R}$ e integrando a Equação (29), chega-se:

$$C_p = \int_0^1 8(1 - a)a'\lambda^2 \mu^3 d\mu. \quad (30)$$

O valor máximo do C_p é obtido considerando o valor máximo do η_r . Levando em conta as Equações (26) e (28), os valores de a e a' para o valor máximo do C_p são:

$$a = \frac{1}{3} \quad \text{e} \quad a' = \frac{a(1 - a)}{\lambda^2 \mu^2}. \quad (31)$$

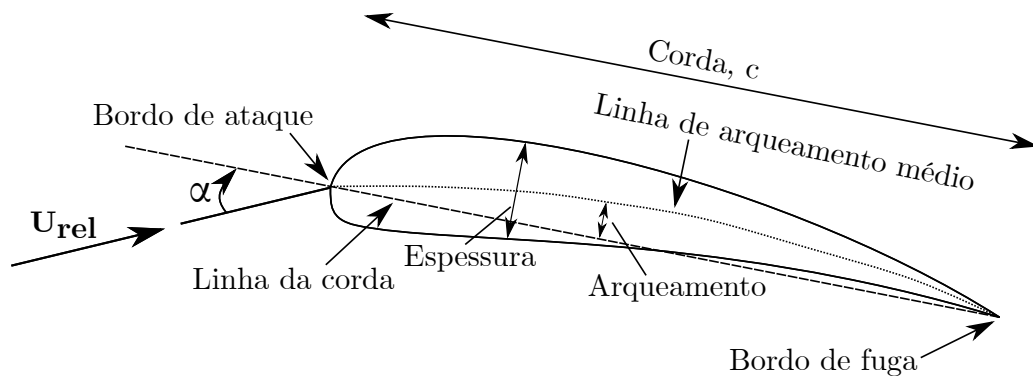
Substituindo esses termos na Equação (30) leva ao valor máximo do C_p de 16/27. Este é exatamente o mesmo valor sem considerar o efeito de rotação da esteira.

3.3 Aerofólios

Aerofólios são estruturas projetadas para gerar forças de sustentação quando submetidas a um escoamento externo. No contexto de turbinas eólicas, o escoamento externo é o ar e as formas dos aerofólios são as seções transversais das pás (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009).

A Figura 11 ilustra os principais termos utilizados para caracterizar um aerofólio. A linha de arqueamento médio é determinada pelos pontos médios entre as curvas superior e inferior do aerofólio. A linha da corda possui comprimento c sendo definida pela reta que liga o bordo de ataque e o bordo de fuga. O arqueamento é a máxima distância entre a linha de arqueamento médio e a linha da corda, já a espessura é a máxima distância entre as superfícies superior e inferior, ambos são medidos perpendicularmente à linha da corda. Finalmente, α é o ângulo entre a velocidade relativa do vento (U_{rel}) e a linha da corda, chamado ângulo de ataque. (HANSEN, 2008).

Figura 11 – Nomenclatura utilizada em aerofólios.



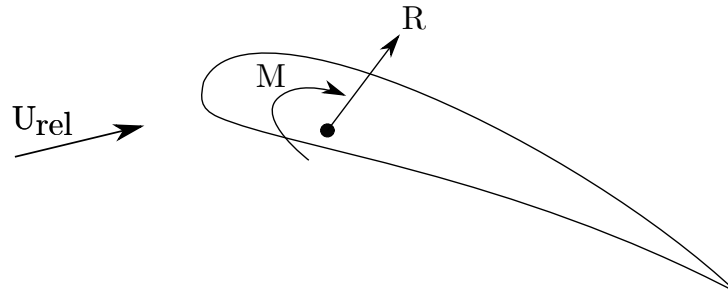
Fonte – Autor.

Independente da complexidade do aerofólio, há apenas duas fontes que geram os carregamentos aerodinâmicos. Uma delas é a distribuição de pressão na superfície do corpo. A outra fonte é a distribuição da tensão de cisalhamento na superfície do corpo. Integrando ambas as forças em toda a superfície do aerofólio, gera-se uma força resultante R e um momento de arfagem M que possui valor positivo no sentido horário como ilustra a Figura 12 (ANDERSON, 2017).

O ponto em relação ao qual normalmente se avalia esses carregamentos é chamado centro aerodinâmico, localizado, na grande maioria das vezes, a um quarto da linha da corda partindo do bordo de ataque (BLEVINS, 2001). Outros dois importantes pontos são: o centro de massa (C.G.) e o centro aeroelástico (também chamado de centro de

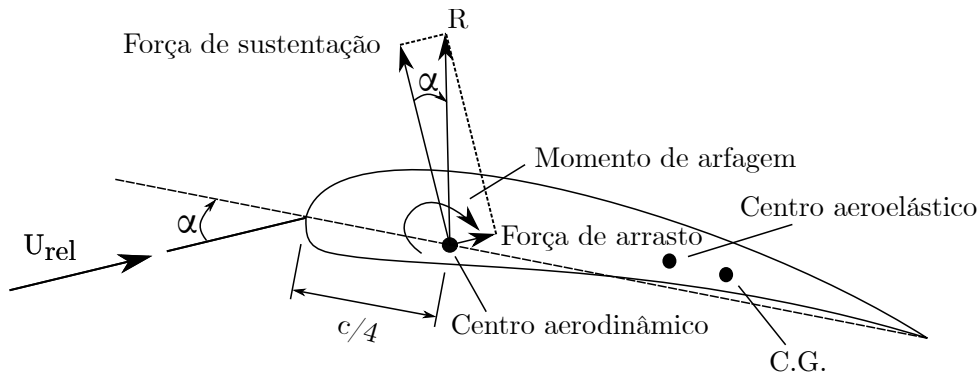
cisalhamento, centro de flexão ou centro de torção) definido como o ponto onde ao aplicar uma força no plano da seção transversal não gera torção no aerofólio (BLEVINS, 2001), mas apenas flexão. A força R pode ser decomposta em forças de sustentação (*lift*) e de arrasto (*drag*) que são, respectivamente, perpendicular e paralela à velocidade relativa do vento (ver Figura 13).

Figura 12 – Força e momento aerodinâmicos resultantes com direções positivas.



Fonte – Autor.

Figura 13 – Aerofólio com os seus principais centros e carregamentos aerodinâmicos.



Fonte – Autor.

As forças de sustentação e de arrasto e o momento de arfagem ao longo do comprimento são, respectivamente, definidos como:

$$F_L = \frac{1}{2}\rho\|\mathbf{U}_{\text{rel}}\|^2 c C_L, \quad (32)$$

$$F_D = \frac{1}{2}\rho\|\mathbf{U}_{\text{rel}}\|^2 c C_D, \quad (33)$$

$$M_A = \frac{1}{2}\rho\|\mathbf{U}_{\text{rel}}\|^2 c^2 C_M, \quad (34)$$

onde os adimensionais C_L , C_D e C_M são os coeficientes de sustentação, arrasto e momento de arfagem, respectivamente. Esses coeficientes variam conforme o aerofólio, o ângulo

de ataque α e o número de Reynolds. Normalmente, os coeficientes são determinados a partir de ensaios de túnel de vento assumindo que os carregamentos são uniformemente distribuídos ao longo do comprimento.

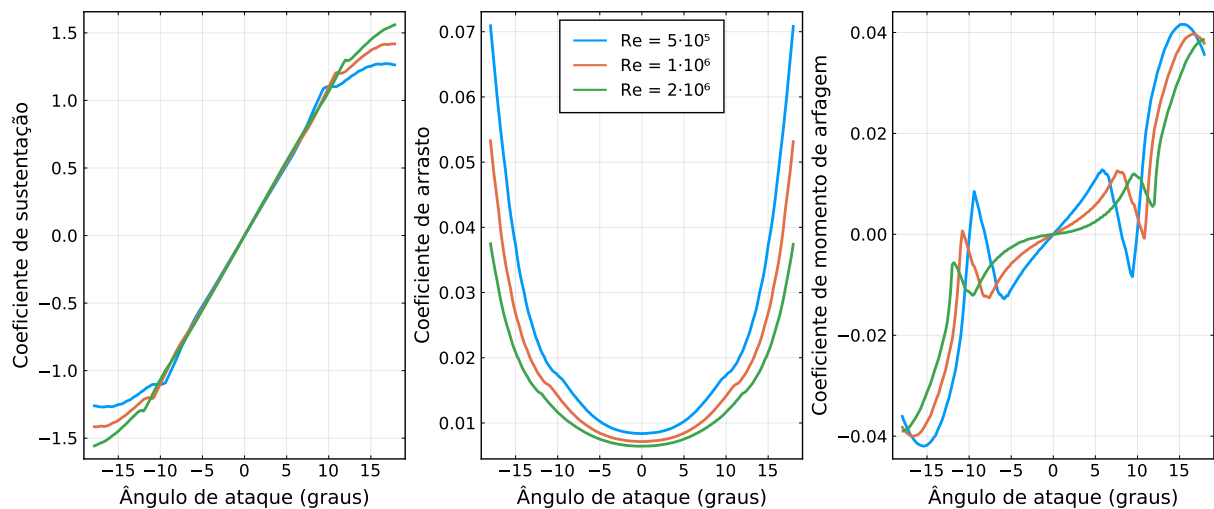
O número de Reynolds é um adimensional definido pela relação entre as forças de inércia e viscosas, isto é,

$$Re = \frac{U_D L}{\nu}, \quad (35)$$

onde L é o comprimento característico, que no caso do aerofólio é o comprimento da corda (c), U_D é a velocidade característica do fluxo e ν é a viscosidade cinemática do fluido. Para um caso com um aerofólio de um metro de corda, velocidade característica de 15 m/s e $\nu = 14,88 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$ o número de Reynolds será de 10^6 .

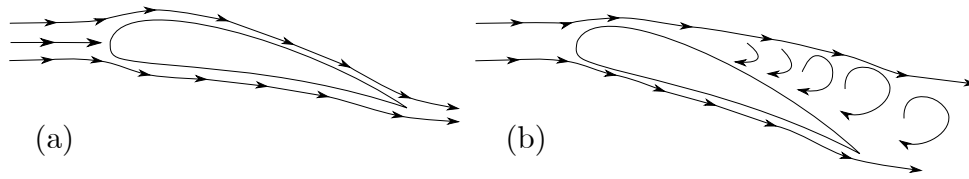
A Figura 14 mostra as curvas típicas para os coeficientes aerodinâmicos. Nota-se que para ângulos menores de 8° os coeficientes de arrasto e de momento de arfagem são na ordem de 0,01, já o coeficiente de sustentação, na maior parte dos casos, segue uma relação de $C_L = 2\pi \text{sen}(\alpha)$ para fólhos simétricos (BLEVINS, 2001). Nesse intervalo, o escoamento ao redor do aerofólio não sofreu separação (*attached flow*) (ver Figura 15a). Com o aumento do ângulo de ataque, gera-se a separação da camada limite na parte superior do aerofólio devido ao gradiente de pressão adverso, ocorrendo a geração de vórtices (ver Figura 15b) e a diminuição do coeficiente de sustentação. Esse fenômeno é chamado estol (HANSEN, 2008).

Figura 14 – Coeficientes aerodinâmicos do NACA0018.



Fonte – Autor, com dados extraídos de (DRELA, 1989).

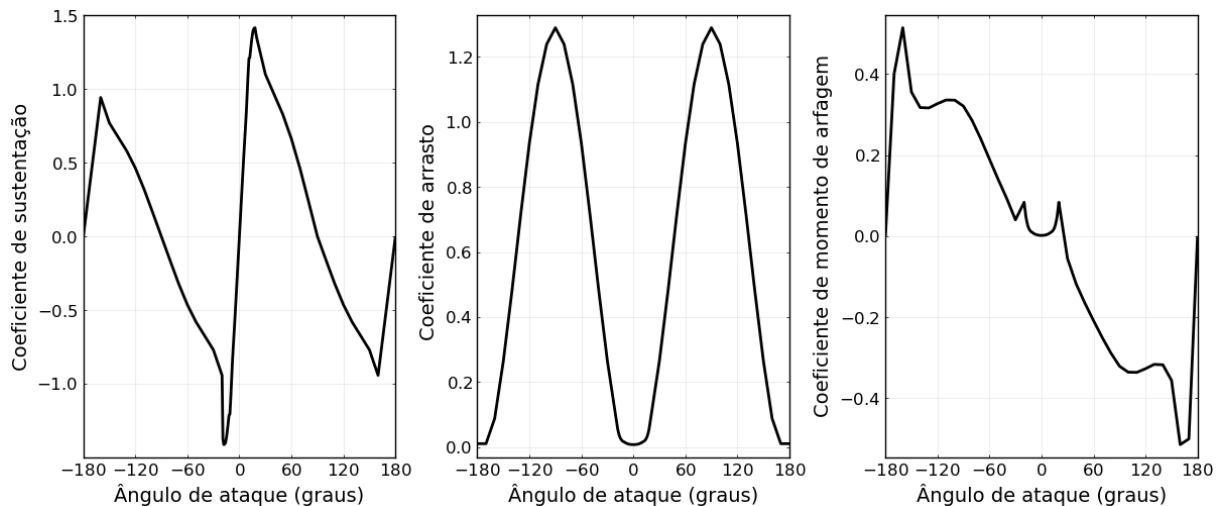
Figura 15 – (a) fluxo anexo ao aerofólio e (b) estol



Fonte – Autor.

Para ângulos de ataque altos de até 90° o aerofólio age como uma placa plana, tendo o coeficiente de sustentação igual ao coeficiente de arrasto quando o ângulo de ataque é 45° . Para 90° a força de sustentação é zero. Com base nesse efeito, Viterna e Corrigan (1982) desenvolveram um modelo que presume os coeficientes aerodinâmicos em todo intervalo (-180° a 180°). A Figura 16 apresenta as curvas dos coeficientes aerodinâmicos do perfil NACA0018 pelo método proposto por eles.

Figura 16 – Coeficientes aerodinâmicos obtidos do perfil NACA0018 pelo método Viterna.



Fonte – Autor.

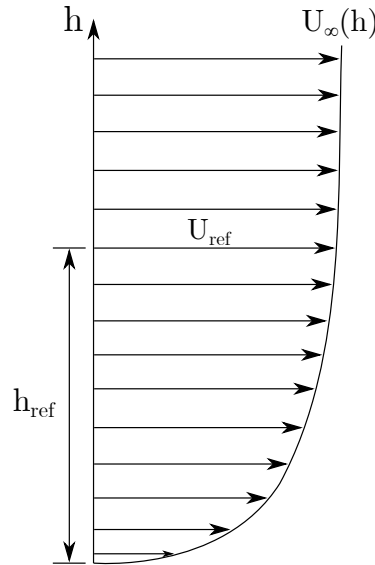
3.4 Perfil de vento

Na maioria das vezes, a velocidade do vento aumenta com o aumento da altitude. Para representar melhor a velocidade do vento ao longo da altura ($U_\infty(h)$), pode-se usar a lei de potência (ilustrada na Figura 17) dada pela equação:

$$U_\infty(h) = U_{ref} \left(\frac{h}{h_{ref}} \right)^{LP_{exp}}, \quad (36)$$

onde U_{ref} é a velocidade do vento de referência situada a uma altura h_{ref} que, normalmente, é definida na altura do *hub*. LP_{exp} é o expoente da lei de potência.

Figura 17 – Perfil de vento utilizando a lei de potência.



Fonte – Autor.

3.5 Teoria BEM (Blade Element Momentum) - clássica

A teoria do momento angular descrita no inciso 3.2 utiliza os parâmetros de indução axial a , e tangencial a' , porém eles não são conhecidos *a priori*, desta forma, ela, isoladamente, tem pouco uso (MASTERS *et al.*, 2011). Na teoria BEM é considerada uma quantidade finita de pás, elas são divididas em vários elementos ao longo do seu comprimento como ilustra a Figura 18. Esses elementos são independentes entre si, isto é, não há interação radial do fluido. Outra hipótese da teoria é que a mudança dos momentos linear e angular são geradas exclusivamente a partir das forças na pá.

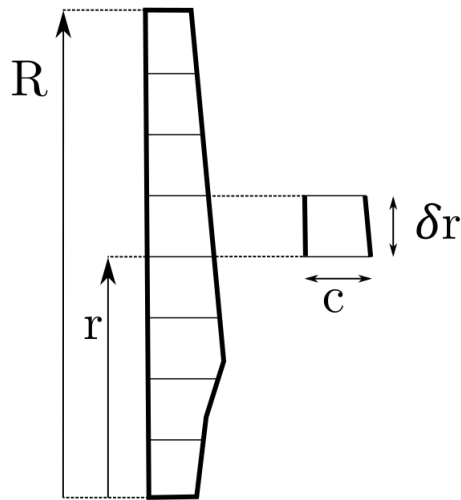
Cada elemento da pá tem suas próprias características (por exemplo: comprimento de corda e coeficientes aerodinâmicos) e componentes de velocidade (ver Figura 19a). A velocidade relativa de cada elemento (\mathbf{U}_{rel}) é a soma vetorial da velocidade axial ($U_{\infty}(1 - a)$) e tangencial ($\Omega r a'$) do vento com a velocidade de rotação do elemento (Ωr). Sua magnitude é dada pelo ângulo de *pitch* (θ), definido como o ângulo entre a corda e o plano do rotor, e ϕ , que é o ângulo entre a velocidade relativa com o plano do rotor. Suas relações trigonométricas são definidas da seguinte forma:

$$\|\mathbf{U}_{rel}\| = \sqrt{(U_{\infty}(1 - a))^2 + (\Omega r(1 + a'))^2}, \quad (37)$$

$$\tan\phi = \frac{U_\infty(1-a)}{\Omega r(1+a')} = \frac{1-a}{(1+a')\lambda_r}, \quad (38)$$

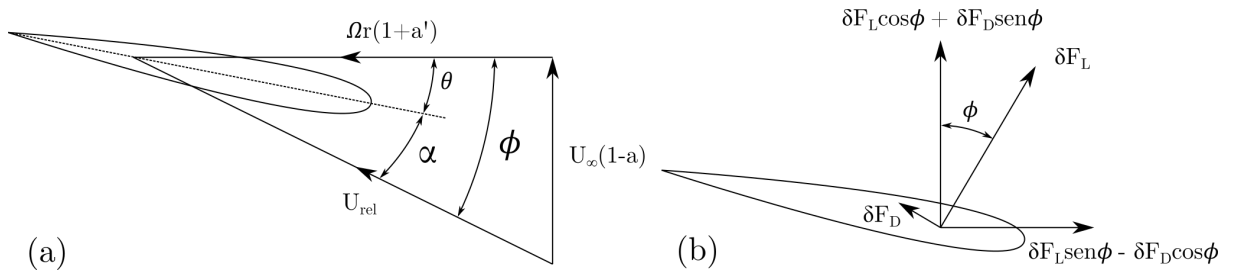
$$\text{sen}\phi = \frac{U_\infty(1-a)}{\|\mathbf{U}_{\text{rel}}\|}. \quad (39)$$

Figura 18 – Desenho esquemático dos elementos de uma pá.



Fonte – Autor.

Figura 19 – Componentes de velocidades e forças no elemento de pá.



Fonte – Autor.

O ângulo de ataque α é dado por:

$$\alpha = \phi - \theta \quad (40)$$

As forças aerodinâmicas para cada elemento com espessura δr são dadas por:

$$\delta F_L = \frac{1}{2} \rho \|\mathbf{U}_{\text{rel}}\|^2 c C_L \delta r, \quad (41)$$

$$\delta F_D = \frac{1}{2} \rho \|\mathbf{U}_{\text{rel}}\|^2 c C_D \delta r . \quad (42)$$

Na Figura 19b mostra a decomposição dessas forças. A força de empuxo (F_{emp}) e a força tangencial ao plano do rotor (F_t) para cada anel podem ser escritas como:

$$\delta F_{emp} = N(\delta F_L \cos \phi + \delta F_D \sin \phi) = \frac{1}{2} \rho \|\mathbf{U}_{\text{rel}}\|^2 N c c_n \delta r , \quad (43)$$

$$\delta F_t = N(\delta F_L \sin \phi - \delta F_D \cos \phi) = \frac{1}{2} \rho \|\mathbf{U}_{\text{rel}}\|^2 N c c_t \delta r , \quad (44)$$

onde N é o número de pás da turbina e

$$c_n = (C_L \cos \phi + C_D \sin \phi) , \quad (45)$$

$$c_t = (C_L \sin \phi - C_D \cos \phi) . \quad (46)$$

O torque que o elemento gera é a força tangencial δF_t multiplicada pelo seu raio r :

$$\delta Q = \frac{1}{2} \rho \|\mathbf{U}_{\text{rel}}\|^2 N c c_t r \delta r , \quad (47)$$

A partir das Equações (10) e (18) os incrementos de força δF_{emp} e torque δQ em um anel ($A = 2\pi r \delta r$) são dados por:

$$\delta F_{emp} = 4\pi \rho U_\infty^2 a(1-a)r \delta r . \quad (48)$$

$$\delta Q = 4\pi \rho U_\infty a'(1-a)\Omega r^3 \delta r . \quad (49)$$

Igualando as Equações (43) e (47) com as Equações (48) e (49) e levando em conta as Equações (37) e (39) chega-se às seguintes equações:

$$\frac{a}{1-a} = \frac{\sigma' c_n}{4 \sin^2 \phi} , \quad (50)$$

$$\frac{a'}{1+a'} = \frac{\sigma' c_t}{4 \sin \phi \cos \phi} . \quad (51)$$

Isolando os fatores de indução:

$$a = \frac{1}{\frac{4 \sin^2 \phi}{\sigma' c_n} + 1} , \quad (52)$$

$$a' = \frac{1}{\frac{4\text{sen}\phi \cos\phi}{\sigma' c_t} - 1} . \quad (53)$$

onde σ' é um adimensional chamado solidez local (*local solidity*) sendo definido por:

$$\sigma' = \frac{Nc}{2\pi r} . \quad (54)$$

Os valores de indução a e a' são definidos iterativamente para cada elemento de pá. Hansen (2008) resume o procedimento básico da teoria BEM nos seguintes 7 passos:

Passo 1: considerar o a e a' da primeira iteração. Normalmente $a = a' = 0$;

Passo 2: calcular o ângulo ϕ usando a Equação 38;

Passo 3: calcular o ângulo de ataque α usando a Equação 40;

Passo 4: ler os valores de C_L e C_D para o respectivo ângulo α ;

Passo 5: calcular os fatores de indução a e a' a partir das Equações 50 e 51;

Passo 6: se a e a' variaram mais que uma determinada tolerância, volta-se para o Passo 2;

Passo 7: cálculos dos carregamentos do elemento de pá (Equações 32, 33 e 34).

3.5.1 Coeficiente de potência

A contribuição de potência de cada anel é dada por:

$$dP = \Omega dQ . \quad (55)$$

Desta forma, a potência total do motor é:

$$P = \int_{r_h}^R dP dr = \int_{r_h}^R \Omega dQ dr , \quad (56)$$

onde r_h é o raio do *hub*. Assim, o coeficiente de potência é dado por:

$$C_P = \frac{P}{P_{max}} = \frac{\int_{r_h}^R \Omega dT}{\frac{1}{2} \rho \pi R^2 U_\infty^3} . \quad (57)$$

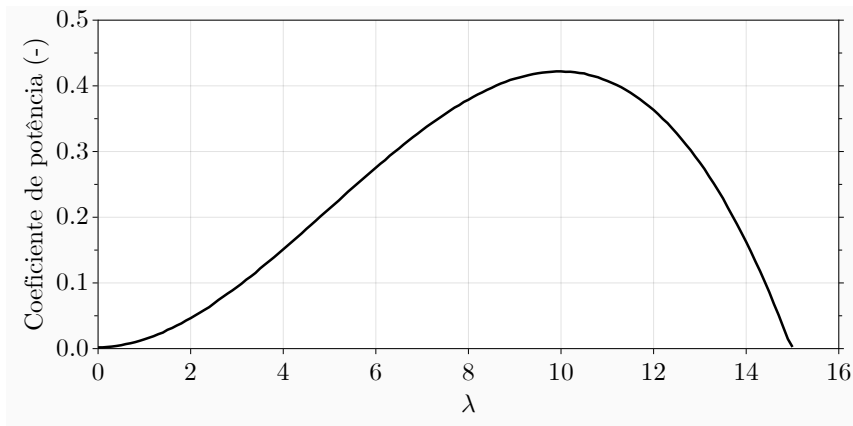
Considerando as Equações (25), (24) e (49) é possível reescrever a Equação (57) como sendo:

$$C_P = \frac{8}{\lambda^2} \int_{\lambda_h}^{\lambda} \lambda_r^3 a' (1 - a) \left[1 - \frac{C_D}{C_L} \cotg\phi \right] d\lambda_r , \quad (58)$$

onde λ_h é a relação da velocidade local avaliada no *hub*.

Resolvendo a Equação (58) para diversos valores de λ se obtém a Figura 20. Nela, é ilustrada uma típica curva C_p em função de λ . Desta forma, pode-se observar o desempenho do rotor para qualquer combinação de vento e velocidade do rotor, inclusive o coeficiente de potência máxima para relação da velocidade de ponta ótima.

Figura 20 – Exemplo da variação do coeficiente de potência em função de λ .



Fonte – Adaptado de Manwell, Mcgowan e Rogers (2009).

3.6 Correções

O objetivo dessa seção é expor as correções da teoria BEM que podem ser utilizadas nas simulações aeroelásticas. Aqui, foram abordadas as questões relativas à perda de ponta de pá e *hub* e estado de turbulência.

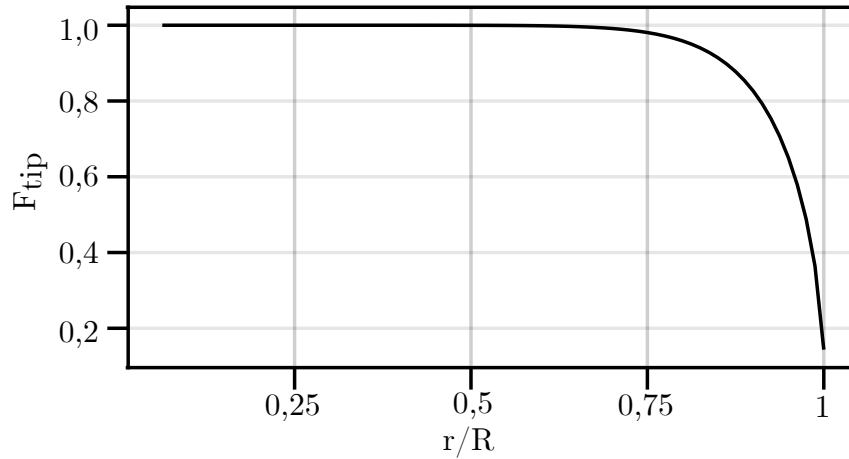
3.6.1 Perda de ponta de pá e *hub*

Uma das grandes limitações do BEM clássico é que ele não contempla o efeito da geração de vórtices que, em grande parte, se concentram na ponta da pá. Esses vórtices são gerados devido à variação de pressão entre a parte superior e inferior do aerofólio criando múltiplas estruturas helicoidais na esteira (MORIARTY; HANSEN, 2005). Prandtl (1921) por meio do método de vórtices propôs um fator de correção de perda de ponta de pá (F_{tip}) que corrige os carregamentos aerodinâmicos dado por:

$$F_{tip} = \frac{2}{\pi} \cos^{-1} \left[e^{-\frac{N/2[1-(r/R)]}{(r/R)\sin\phi}} \right] . \quad (59)$$

Essa correção é amplamente usada e foi, no contexto deste trabalho, implementado no *software* Giraffe, também se encontra nos programas OpenFAST e HAWC2. A Figura 21 ilustra os valores das correções de ponta de pá ao longo do comprimento.

Figura 21 – Exemplo de variação do fator de perda de ponta da pá ao longo do comprimento



Fonte – Autor.

Perto do *hub* também ocorre, de modo mais brando, a geração de vórtices. Assim, analogamente à correção de ponta de pá, a correção do *hub* é dado por:

$$F_{hub} = \frac{2}{\pi} \cos^{-1} \left[e^{\frac{N}{2} \frac{r-r_h}{r \sin \phi}} \right] . \quad (60)$$

Por fim, o fator F definido pela Equação (61) é criado a fim de considerar esses dois efeitos. Esse fator é definido para cada seção da pá tendo o valor entre 0 e 1. Ele é multiplicado nas Equações (43) e (44), reduzindo (caso $F \leq 1$) as forças de empuxo e tangencial.

$$F = F_{tip} F_{hub} . \quad (61)$$

3.6.2 Estado de turbulência do vento

Há dois estados de operações importantes no contexto de turbinas eólicas, o estado de moinho de vento (*windmill*) sendo o estado de operação usual das turbinas eólicas e o estado turbulento. Quando o rotor está rodando com uma alta velocidade de ponta, parte do ar não passa pelo rotor, mas se move radialmente para fora e se separa da borda dele ocasionando uma baixa pressão atrás do rotor. Desta forma, o ar que está fora do tubo de corrente se mistura com o ar que está dentro, ocorrendo turbulência.

Quando ocorre o estado turbulento, o coeficiente de empuxo calculado pelo BEM clássico se torna impreciso e assim é necessária uma correção. Glauert (1926) propõe uma

modificação para valores de coeficiente de empuxo maiores que 0,97, isto é, para fatores de indução maiores de 0,4. No entanto, essa correção gera um salto na transição entre os dois estados ($a = 0,4$), Buhl Jr (2004) propõem uma modificação que suaviza essa transição (ver Figura 22) por meio da seguinte equação:

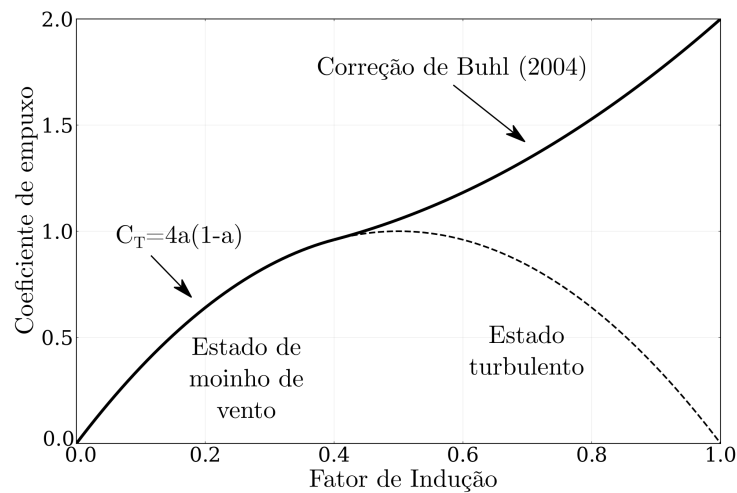
$$C_T = \frac{8}{9} + \left(4F - \frac{40}{9}\right) a + \left(\frac{50}{9} - 4F\right) a^2, \quad (62)$$

levando a:

$$a = \frac{18F - 20 - 3\sqrt{C_T(50 - 36F) + 12F(3F - 4)}}{36F - 50}, \quad (63)$$

Nota-se que a correção de perda de pá e *hub* já está inclusa nos cálculos.

Figura 22 – Correção proposta por Buhl Jr (2004) para $F = 1$.



Fonte – Autor.

3.7 Método Ning

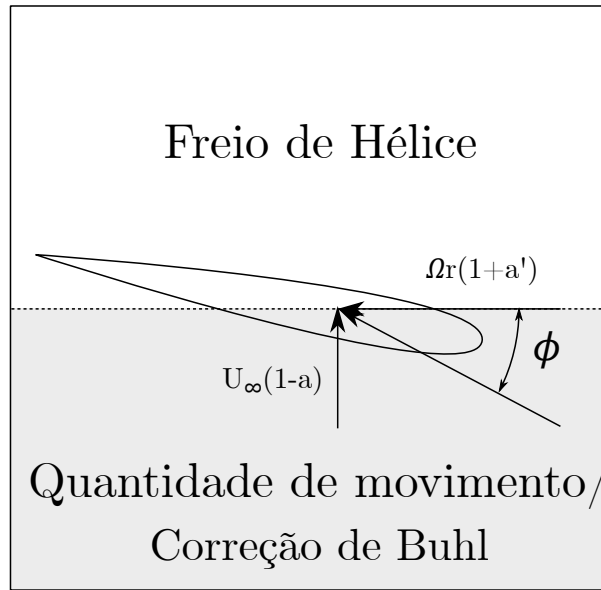
Diversos métodos foram elaborados para a solução da teoria BEM, como os propostos por McWilliam e Crawford (2011) e Masters *et al.* (2011), no entanto, eles não garantem que haja sempre convergência. Ning (2014) propôs um método que garante convergência, criando-se uma função residual $f(\phi)$ com base na Equação (38), reduzindo duas equações a uma equação, definida por:

$$f(\phi) = \frac{\text{sen}\phi}{1-a} - \frac{\text{cos}\phi}{\lambda_r(1+a')} = 0. \quad (64)$$

Note-se que os termos $(1-a)$ e $(1+a')$ estão no denominador, assim, as singularidades ocorrem nas localizações pre-definidas: $\phi = 0, \pm\pi$, isto é, na mudança das duas regiões: a

região quantidade de movimento/ correção de Buhl e a região freio de hélice (*propeller brake*) como mostra a Figura 23. A região quantidade de movimento / correção de Buhl corresponde a $\phi \in C(0, \pi)$ e a região freio de hélice corresponde a $\phi \in C(-\pi, 0)$. A maior parte dos casos se encontram no intervalo $0 < \phi \leq \pi/2$, pois no intervalo de $\pi/2 < \phi < \pi$ acarreta valores de a' menores que -1, caracterizando uma rotação de esteira no sentido inverso ao esperado.

Figura 23 – Duas regiões de soluções.



Fonte – Adaptado de Ning (2014).

O coeficiente de empuxo, por meio da teoria BEM clássica, pode ser definido considerando as Equações (43) e (39) levando a:

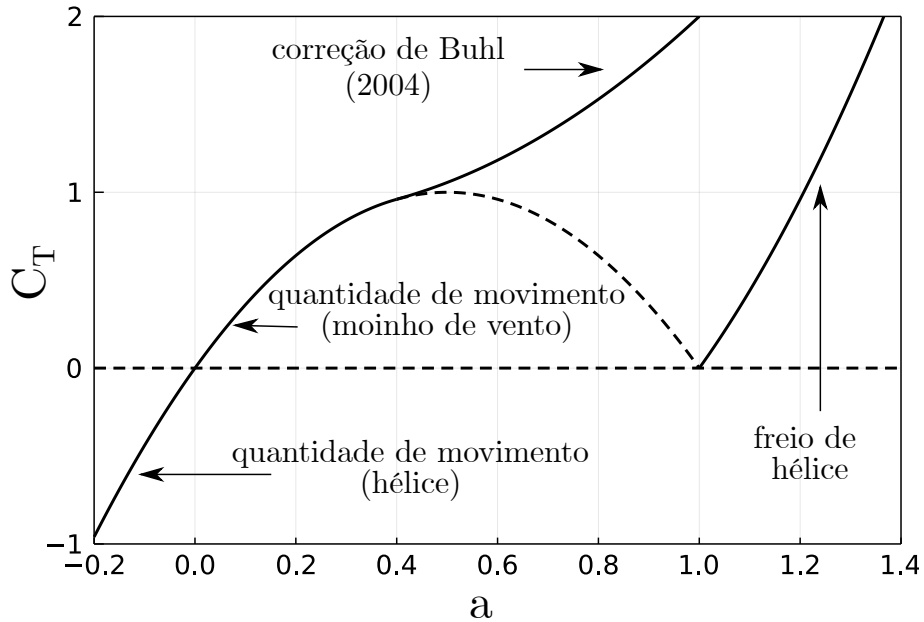
$$C_T = \frac{\frac{1}{2}\rho\|\mathbf{U}_{rel}\|NCc_n\delta r}{\frac{1}{2}\rho U_\infty^2 2\pi r\delta r} = \left(\frac{1-a}{\text{sen}\phi}\right)^2 c_n\sigma'. \quad (65)$$

A Figura 24 demonstra a variação do coeficiente de empuxo em função do fator de indução. Há três métodos utilizados onde o comportamento da curva muda: quantidade de movimento, correção de Buhl Jr (2004) e freio de hélice. Em cada método utiliza-se uma equação diferente para o cálculo do fator de indução axial. *A priori* não se sabe qual o intervalo que se encontra a solução, devido a isso Ning (2014) parametriza o fator de indução (isto será discutido na próxima seção) por meio do parâmetro κ dado por:

$$\kappa(\phi) = \frac{\sigma'c_n(\phi)}{4F(\phi)\text{sen}^2\phi}, \quad (66)$$

observa-se que o termo de correção F já está incluso.

Figura 24 – Variação do coeficiente de empuxo em função do fator de indução axial.



Fonte – Adaptado de Ning (2014).

O fator de indução tangencial para todos os intervalos é obtido através da reescrita da Equação (53) de modo que:

$$a'(\phi) = \frac{\kappa'(\phi)}{1 - \kappa'(\phi)}, \tag{67}$$

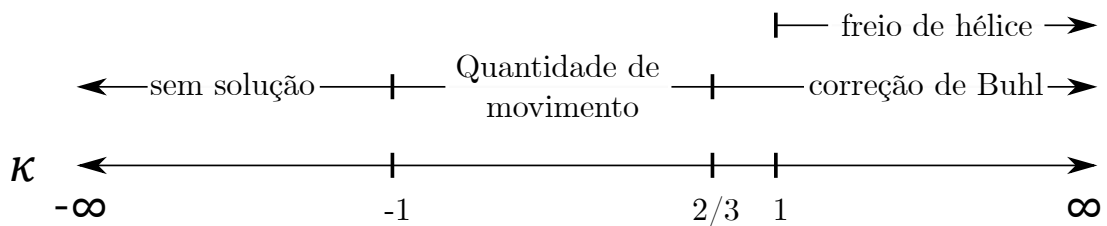
onde:

$$\kappa'(\phi) = \frac{\sigma' c_t(\phi)}{4F(\phi) \text{sen}\phi \text{cos}\phi}. \tag{68}$$

3.7.1 Fator de indução para cada intervalo.

Os métodos utilizados na Figura 24 podem ser relacionados a determinados intervalos de κ . A Figura 25 mostra esses intervalos que serão explicados a seguir.

Figura 25 – Método utilizado em função do valor de κ .



Fonte – Adaptado de Ning (2014).

3.7.1.1 Quantidade de movimento

Para o intervalo onde a quantidade de movimento é válido ($a \leq 0,4$), a Equação (52) pode ser reescrita como sendo:

$$a(\phi) = \frac{\kappa(\phi)}{1 + \kappa(\phi)}, \quad (69)$$

nota-se que o fator de indução está parametrizado por κ que por sua vez está em função de uma única variável (ϕ). Pela Equação (69) é possível relacionar o intervalo onde a é válido com o valor de κ , isto é, para $a \leq 0,4$, $-1 \geq \kappa \geq 2/3$ (ver Figura 25).

3.7.1.2 Correção de Buhl

Para o intervalo de $0,4 < a < 1,0$ a Equação (62) é igualada a Equação (65), levando a:

$$a(\phi) = \frac{\gamma_1 - \sqrt{\gamma_2}}{\gamma_3}, \quad (70)$$

onde:

$$\gamma_1 = 2F\kappa - \left(\frac{10}{9} - F\right), \quad \gamma_2 = 2F\kappa - F \left(\frac{4}{3} - F\right), \quad \gamma_3 = 2F\kappa - \left(\frac{25}{9} - 2F\right). \quad (71)$$

É importante notar que quando $\gamma_3 = 0$ ocorre uma singularidade, para contornar isso, basta adicionar ou subtrair um pequeno valor (neste trabalho foi somado o valor de 10^{-6}) a κ . Por meio das Equações (70) e (71) é possível concluir que $\kappa \geq 2/3$ para o intervalo de $0,4 < a < 1,0$.

3.7.1.3 Freio de Hélice

Finalmente, para valores de $a > 1,0$ recai na região de freio de hélice (ver Figuras 23 e 24), nela a componente $U_\infty(1 - a)$ se torna negativa e assim $\phi \in (-\pi, 0)$. Para essa região, o coeficiente de empuxo é dado por:

$$C_T = 4a(a - 1)F, \quad (72)$$

igualando-a a Equação (65), chega-se:

$$a(\phi) = \frac{\kappa(\phi)}{\kappa(\phi) - 1}, \quad (73)$$

onde $\kappa > 1$. Desta forma, pode-se simplificar a Equação (64), formando uma nova função residual específica para a região de freio de hélice, nomeada de f_{PB} dada por:

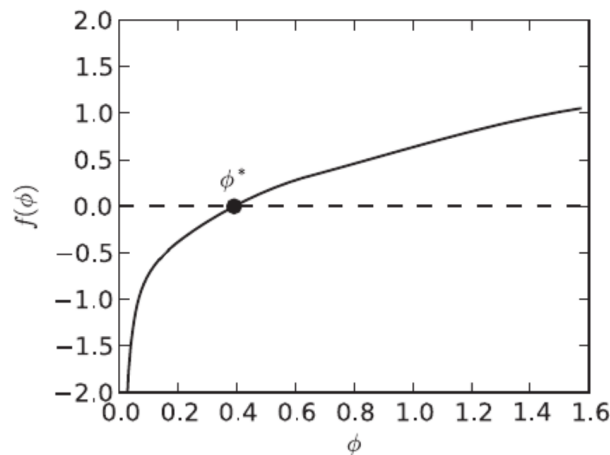
$$f_{PB}(\phi) = \text{sen}(\phi)(1 - \kappa) - \frac{1}{\lambda_r} \cos(\phi)(1 - \kappa'). \quad (74)$$

Nota-se que não há necessidade de avaliar o intervalo $\kappa < -1$, pois isso acarreta um coeficiente de empuxo negativo, levando a região de freio de hélice e como já dito seu intervalo é $\kappa > 1$.

3.7.2 Solução da função residual

O processo de solução da Equação (64) está resumido no Algoritmo 1. Primeiramente é definido em qual intervalo que está a solução (ϕ^*). No contexto de turbinas eólicas, normalmente esse intervalo é $(0, \pi/2]$. Ning (2014) demonstra que se $f(\pi/2)$ for positivo, a solução estará nesse intervalo. A Figura 26 ilustra o típico comportamento da função $f(\phi)$ para esse caso.

Figura 26 – Típica variação de $f(\phi)$ entre o intervalo $(0, \pi/2]$. O ponto ϕ^* é a raiz da função $f(\phi)$.



Fonte – Adaptado de Ning (2014).

Caso $f(\pi/2) < 0$ a solução pode estar na região de freio de hélice. A Figura 27 mostra uma curva típica de $f(\phi_{PB})$ onde a solução está no intervalo $[-\pi/4, 0)$. Utilizou-se como limite inferior $-\pi/4$ por se tratar de turbinas eólicas, mas esse valor pode ser ampliado o quanto for necessário. Sabe-se que a solução está nesse intervalo se $f_{PB}(-\pi/4) < 0$ e $f_{PB}(\epsilon) \geq 0$. Por fim, se nenhuma das condições for aceita o intervalo da solução é $\phi \in (\pi/2, \pi)$.

Algoritmo 1 Determinação da solução de ϕ^* **função** $zero(f, lb, ub)$

▷ ex.: método Brent

retorna x^* onde $f(x^*) = 0$ $lb < x < ub$ e $f(lb) f(ub) < 0$ **função** $a(\phi)$ **se** $\kappa < 2/3$ **então** $a \leftarrow \kappa / (1 + \kappa)$ **senão** $a \leftarrow (\gamma_1 - \sqrt{\gamma_2}) / \gamma_3$ **retorna** a **função** $f(\phi)$ **retorna** $\text{sen}(\phi) / (1 - a(\phi)) - \text{cos}(\phi) (1 - \kappa'(\phi)) / \lambda_r$ **função** $f_{PB}(\phi)$ **retorna** $\text{sen}(\phi) (1 - \kappa(\phi)) - \text{cos}(\phi) (1 - \kappa'(\phi)) / \lambda_r$ **função** BEMSOLVE $\epsilon \leftarrow 10^{-6}$ **se** $f(\pi/2) > 0$ **então**

▷ isto é quase sempre verdade

 $\phi^* \leftarrow zero(f(\phi), \epsilon, \pi/2)$ **senão se** $f_{PB}(-\pi/4) < 0$ e $f_{PB}(\epsilon) > 0$ **então**

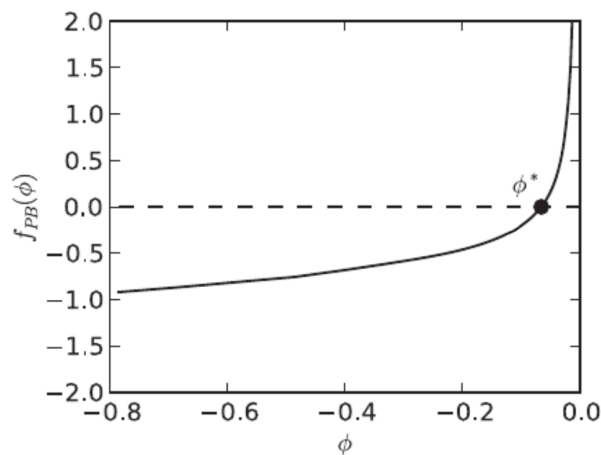
▷ região de freio de hélice

 $\phi^* \leftarrow zero(f_{PB}(\phi), -\pi/4, -\epsilon)$ **senão**

▷ se tudo mais falhar, é garantido que contenha uma solução

 $\phi^* \leftarrow zero(f(\phi), \pi/2, \pi)$ $a \leftarrow a(\phi^*)$ $a' \leftarrow a'(\phi^*)$

Fonte – Adaptado de Ning (2014).

Figura 27 – Típica variação de $f_{PB}(\phi)$ entre o intervalo $[-\pi/4, 0)$. O ponto ϕ^* é a raiz da função $f_{PB}(\phi)$.

Fonte – Adaptado de Ning (2014).

Após isso é usado um algoritmo para ser encontrado a raiz da Equação (64). Aqui, foi usado o método de Brent que é um método híbrido que combina o método da bissecção, o método das secantes e o método da interpolação quadrática inversa. Por fim, é possível encontrar o ângulo de ataque pela Equação (40).

3.7.3 Comparação com métodos tradicionais

Ning (2014) fez uma comparação do método proposto por ele com outros cinco métodos onde os fatores de indução são tratados como desconhecidos e atualizados em cada iteração. Os métodos foram: ponto fixo, Newton, Steffensen, Powell híbrido e Levenberg-Marquardt, sendo os últimos três, versões modificadas do método de Newton. A comparação foi feita por meio de diversas simulações com 20 diferentes aerofólios, levando em conta as seguintes variações:

- velocidade de ponta (λ) de 0,5 a 12;
- solidez local (σ') de 0,005 a 0,1;
- ângulo de *pitch* de -5° a 25° .

O número total de variações testadas foi de 800.000. A Tabela 1 mostra os resultados da comparação, onde cada método foi implementado por meio de um algoritmo. A velocidade dos algoritmos foi quantificada como a média de chamadas de função das 800.000 variações. A taxa de falha é a porcentagem das simulações que não tiveram convergência. A formulação da teoria BEM utilizada em todos os algoritmos foi a mesma, a única diferença foi a abordagem da solução. Como pode ser observado, o método proposto por Ning (2014), não teve falhas de convergência e foi o mais rápido.

Tabela 1 – Comparação da velocidade de convergência e taxa de falha de vários algoritmos usados para resolver as equações do BEM.

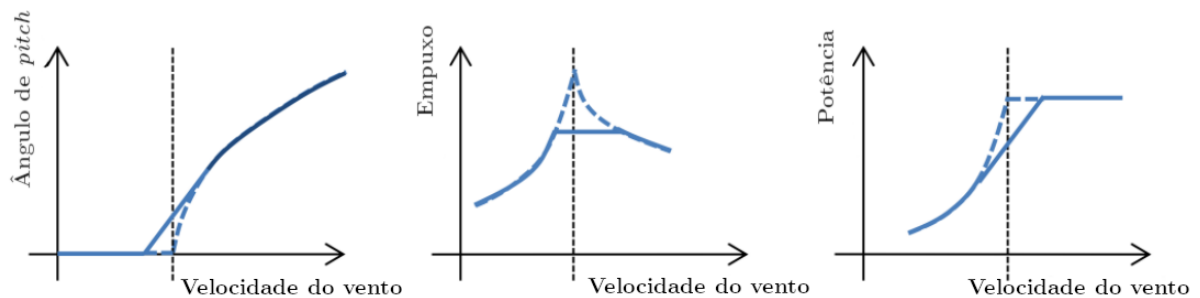
Algoritmo	Média de chamadas de função	Taxa de falha (%)
Ponto fixo	31,8	12,6
Newton	79,0	5,8
Steffensen	16,4	16,3
Powell híbrido	72,3	16,2
Levenberg-Marquardt	92,3	8,8
Ning (2014)	11,3	0,0

Fonte – Adaptado de Ning (2014).

3.8 Peak Shaving

Peak shaving, também conhecido como *thrust limiting* ou *thrust clipping*, é um método que visa evitar que a força de empuxo ultrapasse um determinado valor crítico. Em muitas turbinas, o valor máximo de empuxo é atingido na velocidade nominal do vento, como ilustrado na Figura 28. Essa região é crítica, uma vez que afeta tanto os carregamentos extremos quanto a fadiga da torre. Para reduzir o valor do empuxo, a curva do ângulo de *pitch* é modificada (consulte a Figura 28). No entanto, essa modificação afeta a potência gerada, resultando em uma menor produção de energia. Portanto, o projeto do *peak shaving* envolve um equilíbrio entre a redução dos carregamentos na torre e a produção de energia (ABBAS *et al.*, 2022), (PETROVIĆ; BOTTASSO, 2017) e (FISCHER; SHAN, 2013).

Figura 28 – Curvas de operação com o *peak shaving* (linhas sólidas) e sem (linhas tracejadas).



Fonte – Adaptado de Fischer e Shan (2013).

4 Turbina IEA Wind TCP Task 37

A turbina de referência IEA Wind TCP Task 37 é um esforço entre a equipe da NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) e da DTU (Universidade Técnica da Dinamarca) via IEA (*International Energy Agency*). Seus resultados estão descritos no relatório Gaertner *et al.* (2020). Nele, é descrito uma turbina *offshore* de referência de 15MW (*megawatt*) de eixo horizontal, classe 1B (turbina projetada para velocidades de vento altas e turbulências médias (IEC, 2005)). O seu rotor possui 240 metros de diâmetro e *hub* situado a uma altura de 150m. Além do relatório, o projeto conta com um repositório no GitHub que contém a modelagem da turbina para os programas OpenFAST e HAWC2. Com o intuito de simplificar, o projeto da turbina IEA Wind TCP Task 37 será mencionado neste trabalho como IEA 15MW ou como Gaertner *et al.* (2020).

A Tabela 2 resume os principais parâmetros da turbina e a Figura 29 ilustra uma visão geral da turbina utilizando a plataforma de referência UMaine VoltturnUS-S.

Tabela 2 – Principais parâmetros da turbina de referência IEA Wind 15MW

Parâmetro	Valor	Unidade
Potência	15	MW
Classe da Turbina	1B	-
Taxa específica	332	W/m ²
Orientação do rotor	contra o vento	-
Velocidade de vento inicial de corte (<i>cut-in</i>)	3	m/s
Velocidade nominal do vento	10,87	m/s
Velocidade de vento final de corte (<i>cut-out</i>)	25	m/s
Relação da velocidade de ponta	9,0	-
Velocidade de rotação mínima do rotor	5,0	r.p.m.
Velocidade de rotação máxima do rotor	7,59	r.p.m.
Máxima velocidade na ponta da pá	95	m/s
Diâmetro do rotor	240	m

Fonte – Adaptado de Gaertner *et al.* (2020).

4.1 Propriedades da pá

Os perfis aerodinâmicos utilizados no projeto pertencem à família DTU FFA-W3. Seus coeficientes aerodinâmicos foram gerados utilizando o *software* EllipSys2D (BERTAGNOLIO *et al.*, 2001) por meio das Equações Navier-Stokes para fluido incompressível de duas dimensões, com o número de Reynolds de 10^7 e ângulo de ataque entre -32° a 32° .

Para os demais ângulos, foi feita uma extrapolação usando o AirfoilPreppy (NING, 2016). Outras características são mostradas na Tabela 3.

Figura 29 – Turbina IEA-15-240 RWT suportada pela plataforma de referência UMaine VoltturnUS-S.



Fonte – (ALLEN *et al.*, 2020).

Tabela 3 – Propriedades da pá

Descrição	Valor	Unidade
Comprimento da pá	117	m
Diâmetro da base da pá	5,20	m
Corda máxima	5,77	m
<i>Prebend</i> na ponta da pá	4,00	m
Ângulo de <i>precone</i>	-4,00	graus
Ângulo de <i>tilt</i>	6,0	graus
Massa da pá	65.250	kg
Relação da velocidade de ponta da pá do projeto	9,00	-
Primeira frequência natural na direção <i>flapwise</i>	0,555	Hz
Primeira frequência natural na direção <i>edgewise</i>	0,642	Hz
C_p do projeto	0,489	-
C_t do projeto	0,799	-
Produção anual de energia	77,4	GWh

Fonte – Adaptado de Gaertner *et al.* (2020).

Segundo Gaertner *et al.* (2020), devido ao grande comprimento da pá, o projeto foi fortemente orientado pelo carregamento que gera a deflexão da ponta da pá, sendo que o *prebend* foi desenvolvido para haver uma maior distância entre a ponta da pá e a torre. A pá possui uma configuração bem tradicional com duas principais longarinas retas feitas de fibra de carbono e duas *shear webs*. Também há um reforço ao longo do bordo de ataque e do bordo de fuga constituído de fibra de vidro, aumentando a rigidez em *edgewise*. Além disso, painéis de enchimento de espuma foram adicionados.

As propriedades estruturais da pá modelada como viga foram obtidas a partir dos programas PreComp (BIR, 2006) e VABS (YU, 2013) para o caso do OpenFAST e do BECAS (BRANNER *et al.*, 2012) para o caso do HAWC2.

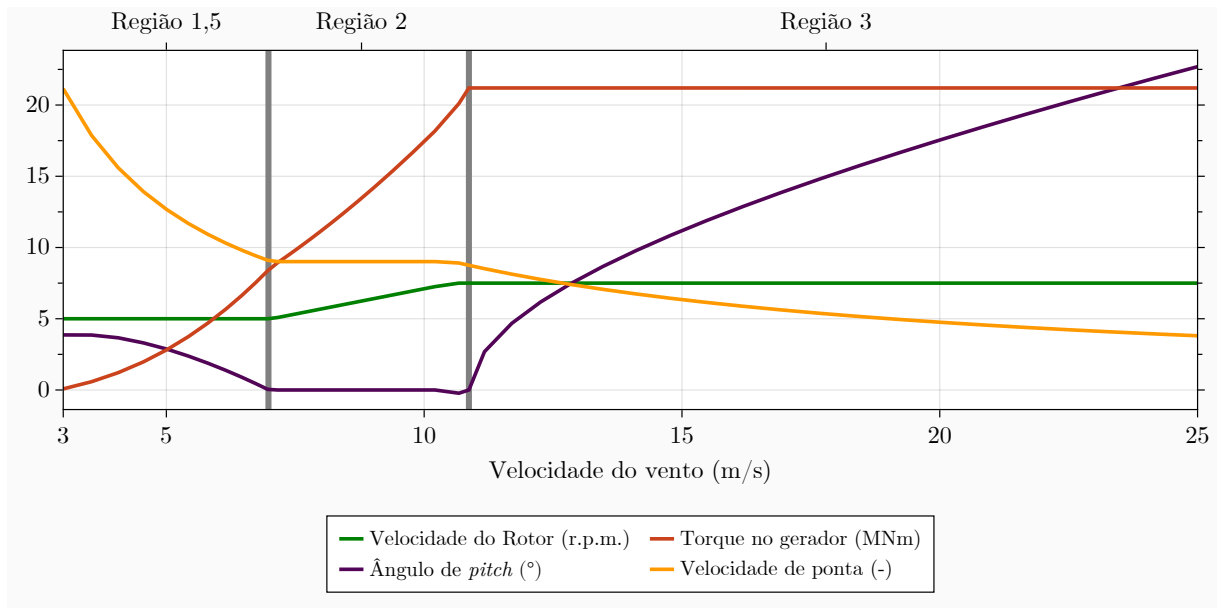
4.2 Desempenho do rotor

Em função da velocidade do vento, o comportamento do rotor pode ser dividido em três regiões:

- Região 1,5 ($3 \text{ m/s} \leq U \leq 6,97 \text{ m/s}$): o rotor atua na velocidade mínima de rotação de 5 r.p.m. a fim de evitar uma possível interferência na frequência $3p$ com a frequência natural da torre;
- Região 2 ($6,97 \text{ m/s} \leq U \leq 10,87 \text{ m/s}$): a velocidade de rotação do rotor aumenta gradativamente até chegar na velocidade de rotação nominal de 7,5 r.p.m., operando com a velocidade de ponta ótima;
- Região 3 ($10,87 \text{ m/s} \leq U \leq 25 \text{ m/s}$): ventos acima da velocidade nominal do rotor, a mudança do ângulo de *pitch* nessa região visa manter constante a velocidade de rotação de 7,5 r.p.m. e o torque aerodinâmico no gerador.

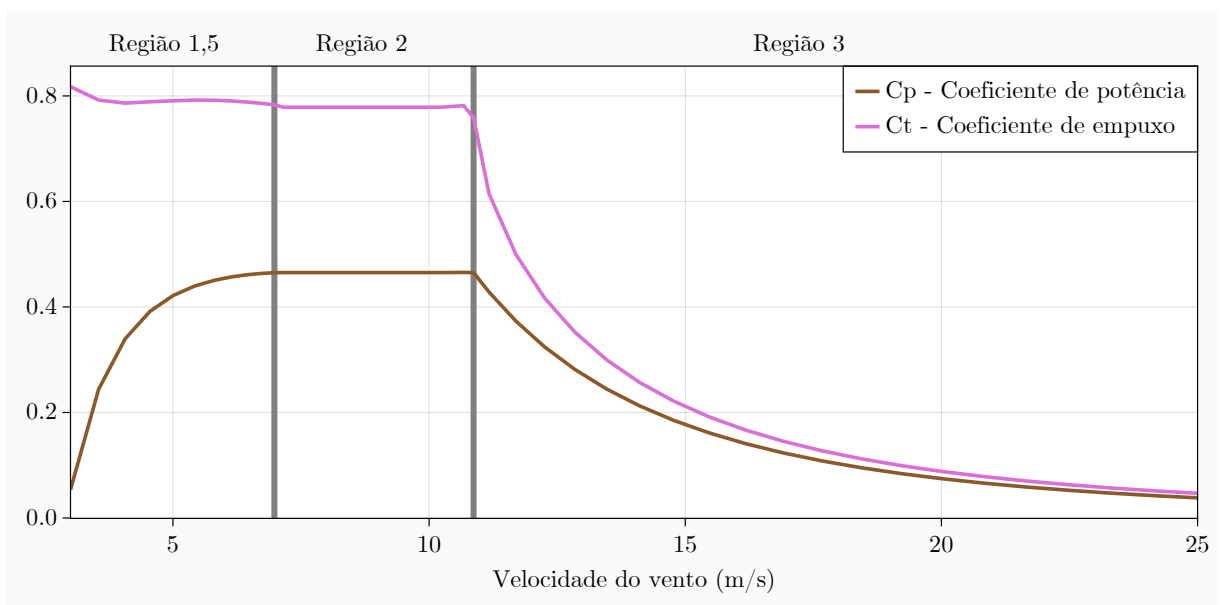
As Figuras 30 e 31 mostram o desempenho da turbina para o caso de vento estacionário.

Figura 30 – Desempenho da turbina IEA 15MW.



Fonte – Adaptado de Gaertner *et al.* (2020)

Figura 31 – Coeficientes aerodinâmicos do desempenho da turbina IEA 15MW simulado no OpenFast.



Fonte – Adaptado de Gaertner *et al.* (2020)

5 Metodologia

Este capítulo traz os principais aspectos da metodologia utilizada neste trabalho. A seção 5.1 mostra a teoria de viga geometricamente exata implementada no programa Giraffe. A seção 5.2 contém a metodologia utilizada nas análises que utilizam o perfil NACA0018. Por fim, a metodologia empregada nas análises da pá do projeto IEA 15MW estão descritas na seção 5.3.

5.1 Teoria de viga geometricamente exata

A teoria de viga geometricamente exata teve o seu início com o trabalho de Simo (1985) e se demonstrou capaz de descrever a cinemática em diversas estruturas como *risers* (Gay Neto, Martins e Pimenta (2014) e Gay Neto (2016)), vigas de paredes finas (Campello (2000) e Campello e Lago (2014)) e turbinas eólicas (Wang *et al.* (2014), Tang, Sweetman e Gao (2021) e Faccio Júnior *et al.* (2019)). Neste último, uma comparação entre os modelos de viga e de casca foi apresentada em cenários que induziram uma relevante não-linearidade geométrica. Os resultados mostraram que a teoria de vigas possibilita captar muito bem o comportamento geral da estrutura, inclusive para grandes torções.

O presente trabalho não tem a intenção de apresentar a teoria de viga geometricamente exata de modo abranger todos os detalhes de sua formulação. Para uma descrição mais completa, veja, por exemplo, Yojo (1993), Campello (2000), Dasambiagio (2008) e Moreira (2009). O texto a seguir discorre um panorama geral a respeito dessa teoria, em particular naquilo que concerne à aplicação aqui feita, que é a modelagem de pás de turbinas eólicas.

O tratamento cinemático de uma viga é modelado de tal modo que leva à descrição de uma viga de Timoshenko, ou seja, a seção transversal pode não ser ortogonal ao eixo longitudinal, mas pode sofrer qualquer movimento de corpo rígido. A Figura 32 mostra uma seção transversal localizada em um plano definido pelos vetores unitários \mathbf{e}_1 e \mathbf{e}_2 que são ortogonais entre si e possuem origem em O . Os pontos G , S e P são, respectivamente, o centro de gravidade, centro de cisalhamento e um ponto qualquer.

As propriedades geométricas da seção transversal são dadas por:

$$A = \int_A dA = \int_A dx_1 dx_2, \quad (75)$$

$$S_1 = \int_A x_2 dA, \quad (76)$$

$$S_2 = - \int_A x_1 dA, \quad (77)$$

$$I_1 = \int_A x_2^2 dA, \quad (78)$$

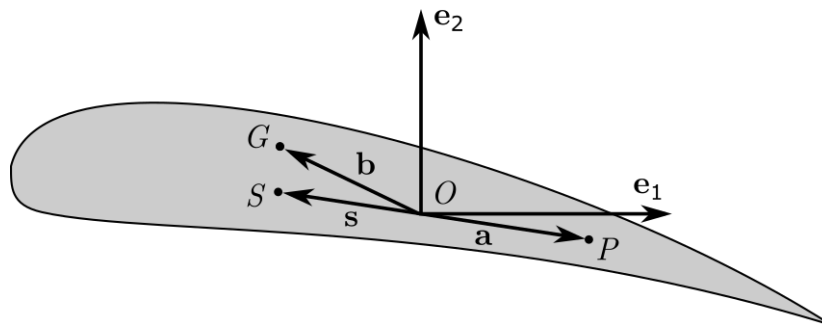
$$I_2 = \int_A x_1^2 dA, \quad (79)$$

$$I_{12} = \int_A x_1 x_2 dA, \quad (80)$$

$$I_0 = \int_A (x_1^2 + x_2^2) dA = I_1 + I_2, \quad (81)$$

onde A é a área de seção transversal, S_1 e S_2 são os momentos de inércias de primeira ordem, respectivamente, nas direções 1 e 2, I_1 , I_2 são os momentos de inércia de área, I_{12} é o produto de inércia de área e, por fim, I_0 é o momento polar de inércia.

Figura 32 – Seção transversal de uma viga.



Fonte – Autor.

As posições dos pontos G e S são associados, respectivamente, aos vetores \mathbf{b} , \mathbf{s} , definidos por:

$$\mathbf{b} = g_1 \mathbf{e}_1 + g_2 \mathbf{e}_2, \quad (82)$$

$$\mathbf{s} = s_1 \mathbf{e}_1 + s_2 \mathbf{e}_2, \quad (83)$$

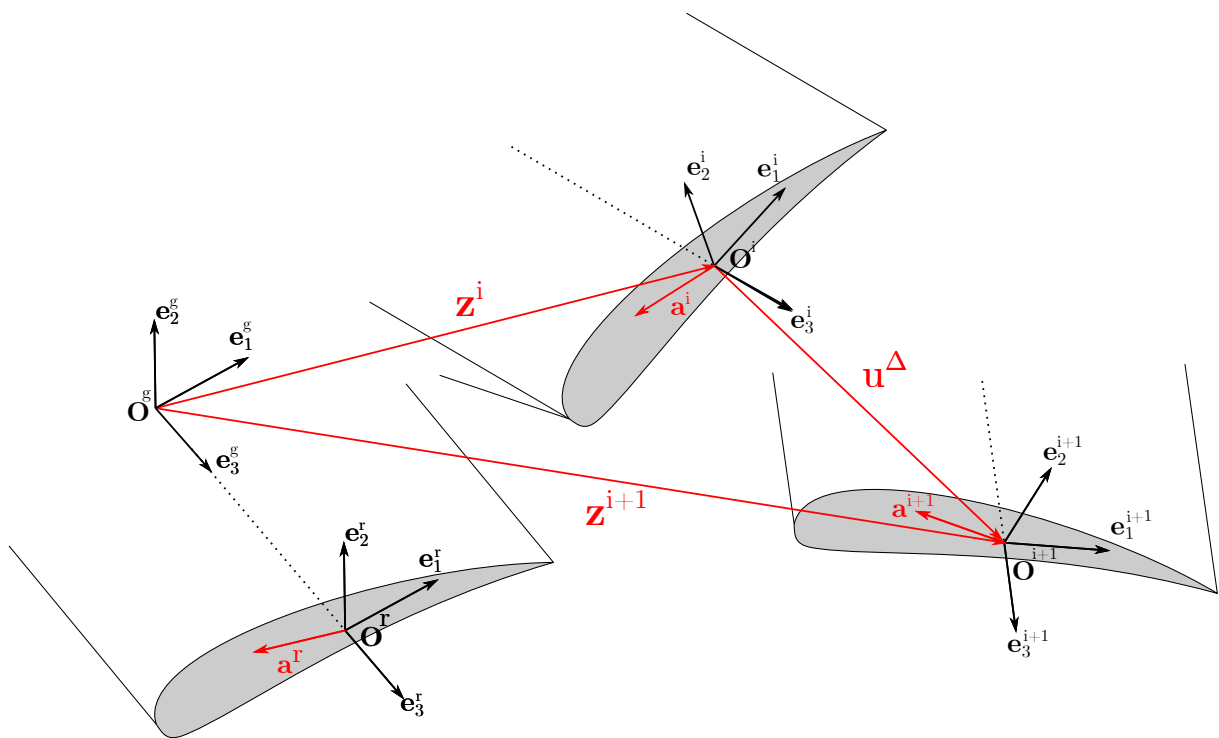
onde:

$$g_1 = -\frac{S_2}{A}, \quad (84)$$

$$g_2 = \frac{S_1}{A} . \quad (85)$$

A Figura 33 mostra a descrição lagrangiana atualizada. As grandezas com os sobrescritos g, r, i e $i + 1$ estão relacionados as configurações: global, de referência, atual e próxima, respectivamente. O sobrescrito Δ está associado às grandezas medidas entre as configurações i e $i + 1$.

Figura 33 – Descrição lagrangiana atualizada para o movimento de uma seção transversal de viga.



Fonte – Autor.

Devido ao movimento de corpo rígido da seção transversal, um ponto material nela possui o movimento regrado por uma relação cinemática que envolve o movimento de corpo rígido da seção transversal. Um vetor genérico \mathbf{a}^r , na configuração de referência, se transforma em um vetor \mathbf{a}^i na configuração “i”. A transformação desse vetor \mathbf{a}^r em \mathbf{a}^i é feita por meio de um tensor de rotação \mathbf{Q}^i , desta forma:

$$\mathbf{a}^i = \mathbf{Q}^i \mathbf{a}^r . \quad (86)$$

A coordenada ζ está associada às sucessivas seções transversais ao longo do comprimento da viga. Pode-se assumir que a direção \mathbf{e}_3^r está alinhada em cada seção transversal de forma que:

$$\mathbf{z}^r = \zeta \mathbf{e}_3^r, \quad (87)$$

então, a posição de um ponto genérico da seção transversal no espaço pode-se descrever como:

$$\mathbf{x}^r = \mathbf{z}^r + \mathbf{a}^r. \quad (88)$$

Também é possível relacionar vetor da configuração atual \mathbf{z}^i com o vetor atualizado:

$$\mathbf{z}^{i+1} = \mathbf{z}^i + \mathbf{u}^\Delta. \quad (89)$$

A sua posição na próxima configuração é dada por:

$$\mathbf{x}^{i+1} = \mathbf{z}^{i+1} + \mathbf{a}^{i+1} = \mathbf{z}^{i+1} + \mathbf{Q}^{i+1} \mathbf{a}^r = \mathbf{z}^{i+1} + \mathbf{Q}^\Delta \mathbf{a}^i. \quad (90)$$

Pode-se escrever a relação entre os tensores de rotações como sendo a seguinte decomposição multiplicativa:

$$\mathbf{Q}^{i+1} = \mathbf{Q}^\Delta \mathbf{Q}^i. \quad (91)$$

O tensor de rotação utilizado foi escrito por meio dos parâmetros de rotação de Rodrigues dados por $\boldsymbol{\alpha}^\Delta = [\alpha_1 \ \alpha_2 \ \alpha_3]^T$ (PIMENTA; CAMPELLO; WRIGGERS, 2008). Desta forma, o incremento de rotação é dado por:

$$\mathbf{Q}^\Delta = \mathbf{I} + \frac{4}{4 + \alpha^2} \left(\mathbf{A} + \frac{1}{2} \mathbf{A}^2 \right), \quad (92)$$

onde α é a magnitude de $\boldsymbol{\alpha}^\Delta$ e \mathbf{A} é a matriz antissimétrica de $\boldsymbol{\alpha}^\Delta$, isto é:

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} 0 & -\alpha_3 & \alpha_2 \\ \alpha_3 & 0 & -\alpha_1 \\ -\alpha_2 & \alpha_1 & 0 \end{bmatrix}. \quad (93)$$

A notação utilizada para representar a derivada no tempo de uma grandeza “...” é: “...”, deste modo, a velocidade no próximo passo é:

$$\dot{\mathbf{x}}^{i+1} = \dot{\mathbf{u}}^\Delta + \dot{\mathbf{Q}}^\Delta \mathbf{Q}^{\Delta T} \mathbf{a}^{i+1} = \dot{\mathbf{u}}^\Delta + \boldsymbol{\Omega} \mathbf{a}^{i+1} = \dot{\mathbf{u}}^\Delta + \boldsymbol{\omega} \times \mathbf{a}^{i+1}, \quad (94)$$

onde $\boldsymbol{\Omega}$ é o tensor antissimétrico da velocidade angular da seção transversal dado por:

$$\boldsymbol{\Omega} = \dot{\mathbf{Q}}^\Delta \mathbf{Q}^{\Delta T}, \quad (95)$$

e $\boldsymbol{\Omega}$ é o tensor antissimétrico de $\boldsymbol{\omega}$, também definido como:

$$\boldsymbol{\omega} = \boldsymbol{\Xi} \dot{\boldsymbol{\alpha}}^\Delta, \quad (96)$$

onde, segundo Campello e Pimenta (2001):

$$\boldsymbol{\Xi} = \frac{4}{4 + \alpha^2} \left(\mathbf{I} + \frac{1}{2} \mathbf{A} \right). \quad (97)$$

As deformações generalizada das seções transversais estão relacionadas a dois vetores: $\bar{\boldsymbol{\eta}}$ e $\bar{\boldsymbol{\kappa}}$, sendo o primeiro relacionado às deformações translacionais e o segundo às deformações rotacionais. Eles são definidos por:

$$\bar{\boldsymbol{\eta}}^{i+1} = \mathbf{z}^{i+1'} - \mathbf{e}_3^{i+1}, \quad (98)$$

$$\bar{\boldsymbol{\kappa}}^{i+1} = \boldsymbol{\Xi}^\Delta \boldsymbol{\alpha}^{\Delta'} + \mathbf{Q}^\Delta \bar{\boldsymbol{\kappa}}^i, \quad (99)$$

onde o subscrito ' representa a derivada com relação a ζ

Multiplicando ambas equações por \mathbf{Q}^{i+1T} o efeito de movimento de corpo rígido é retirado, levando a uma conveniente medida de deformação dada por (veja Campello (2000)):

$$\boldsymbol{\epsilon}^{i+1r} = \begin{bmatrix} \mathbf{Q}^{i+1T} \bar{\boldsymbol{\eta}}^{i+1} \\ \mathbf{Q}^{i+1T} \bar{\boldsymbol{\kappa}}^{i+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{\boldsymbol{\eta}}^{i+1r} \\ \bar{\boldsymbol{\kappa}}^{i+1r} \end{bmatrix}. \quad (100)$$

Considerando material homogêneo, assumindo a lei de Hooke generalizada e linearizando a Equação (90), é possível escrever uma classe de equações constitutivas válidas para o contexto de pequenas deformações, a ser incorporada posteriormente em modelos com grandes movimentos de corpo rígido segundo as ideias de Simo e Vu-Quoc (1991), sendo as tensões escritas como:

$$\boldsymbol{\sigma} = \begin{bmatrix} \sigma_{13} \\ \sigma_{23} \\ \sigma_{33} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} G\gamma_{13} \\ G\gamma_{23} \\ E\varepsilon_{33} \end{bmatrix}, \quad (101)$$

onde G e E são, respectivamente, os módulos de elasticidade e de cisalhamento, γ é a distorção na sua respectiva direção e ε é a deformação longitudinal. Desta forma, relacionado a tensão com deformação:

$$\boldsymbol{\sigma}^{i+1r} = \mathbf{D} \boldsymbol{\epsilon}^{i+1r}, \quad (102)$$

onde \mathbf{D} é um tensor obtido a partir da integração das tensões da seção transversal da viga contendo os esforços internos, definido como:

$$\begin{bmatrix} n_1 \\ n_2 \\ n_3 \\ m_1 \\ m_2 \\ m_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} GA & 0 & 0 & 0 & 0 & G(S_1^S - S_1) \\ 0 & GA & 0 & 0 & 0 & G(S_2^S - S_2) \\ 0 & 0 & EA & ES_1 & ES_2 & 0 \\ 0 & 0 & ES_1 & EI_1 & EI_{12} & 0 \\ 0 & 0 & ES_2 & EI_{12} & EI_2 & 0 \\ G(S_1^S - S_1) & G(S_2^S - S_2) & 0 & 0 & 0 & GI_t \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{\eta}_1 \\ \bar{\eta}_2 \\ \bar{\eta}_3 \\ \bar{\kappa}_1 \\ \bar{\kappa}_2 \\ \bar{\kappa}_3 \end{bmatrix}, \quad (103)$$

onde I_t é o momento polar de inércia que leva em conta o empenamento sendo adicionado *a posteriori* (ver Faccio Júnior *et al.* (2019)). Pode ser escrito como sendo:

$$I_t = I_t^S + A(s_1^2 + s_2^2), \quad (104)$$

onde I_t^S é o momento de torção avaliado no centro de cisalhamento.

É importante observar que o ponto de referência da seção transversal é genérico. Para o caso que tanto o centro de cisalhamento quanto o ponto escolhido coincidem com o centroide, e quando o material é homogêneo, todos os termos fora da diagonal principal da matriz \mathbf{D} se tornam nulos.

5.2 Aerofólio NACA0018

Nas simulações aeroelásticas foi utilizado o modelo de viga 1D, amplamente utilizado na área de turbinas eólicas. Os parâmetros usados para discretizar cada seção transversal foram extraídos a partir dos programas WindTurbine (Faccio Júnior *et al.*, 2019), que assume que a seção transversal é composta por paredes finas, e BECAS (LARSEN; HANSEN, 2019) que considera a teoria de Giavotto *et al.* (1983).

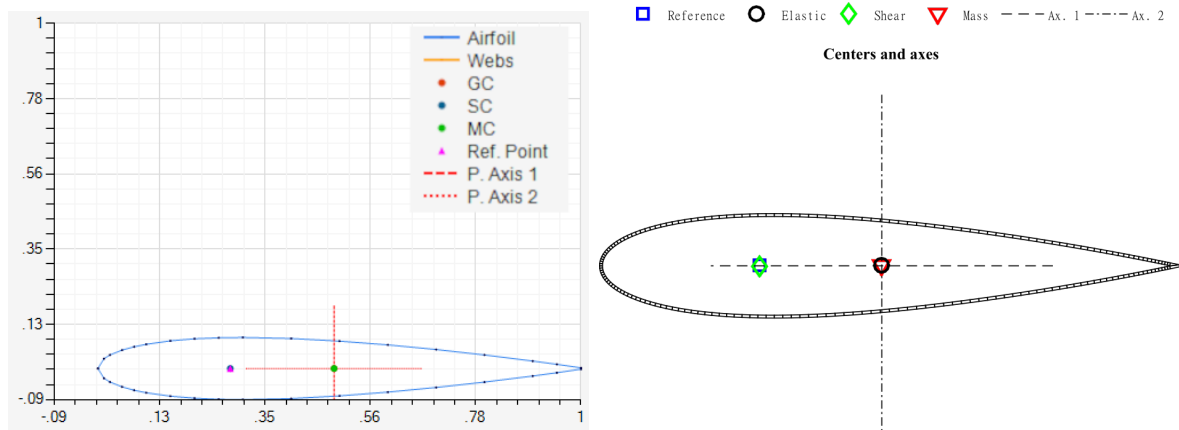
O estudo dessa seção se deteve a utilizar o aerofólio NACA0018, feito de material homogêneo (aço), com 5 mm de espessura de carenagem, sem *shear web*, tendo um metro de corda, um metro de raio de *hub* (modelado como um bloco feito de material com alto módulo de elasticidade de modo que se comporte como corpo rígido) e discretizado por elementos de um metro de comprimento. A Figura 34 mostra o perfil gerado pelo WindTurbine e BECAS com seus respectivos centros de cisalhamento (CS no WindTurbine e Shear no BECAS), centros de massa (MC e *Mass*), pontos de referência (*Ref. Point* e

Reference) e eixos (P. Axis 1, P. Axis 2, Ax. 1 e Ax.2). O WindTurbine também informa o centro geométrico (GC) e o BECAS o centro elástico (*Elastic*) definido como o ponto que ao se aplicar uma força não ocorre curvaturas na seção transversal. A Tabela 4 mostra os pontos utilizados para discretizar o perfil, X_{ST} é a coordenada dos pontos na direção horizontal da Figura 34, enquanto a Y_{ST} é a coordenada na direção vertical.

Tabela 4 – Coordenadas dos pontos utilizadas para a discretização do perfil NACA0018.

Pontos superiores		Pontos inferiores	
$X_{ST}(m)$	$Y_{ST}(m)$	$X_{ST}(m)$	$Y_{ST}(m)$
0	0	0	0
0,0125	0,02841	0,0125	-0,02841
0,025	0,03922	0,025	-0,03922
0,05	0,05332	0,05	-0,05332
0,075	0,063	0,075	-0,063
0,1	0,07024	0,1	-0,07024
0,15	0,08018	0,15	-0,08018
0,2	0,08606	0,2	-0,08606
0,25	0,08912	0,25	-0,08912
0,3	0,09003	0,3	-0,09003
0,4	0,08705	0,4	-0,08705
0,5	0,07941	0,5	-0,07941
0,6	0,06845	0,6	-0,06845
0,7	0,05496	0,7	-0,05496
0,8	0,03935	0,8	-0,03935
0,9	0,02172	0,9	-0,02172
0,95	0,0121	0,95	-0,0121
1	0,00189	1	-0,00189

Figura 34 – Perfil NACA0018 gerado pelo WindTurbine (esquerda) e BECAS (direita).



Fonte – Autor.

Como pode ser observado na Figura 34 o ponto de referência adotado foi coincidente ao centro de cisalhamento em ambos os programas. A distância horizontal entre o ponto

de referência e o centro de massa, fornecida pelo WindTurbine foi de 0,215 m, enquanto BECAS foi de 0,210 m.

Os parâmetros estruturais do aerofólio utilizados para as simulações do Giraffe foram obtidos a partir dos resultados gerados pelo WindTurbine, enquanto para o HAWC2 e OpenFAST foram utilizados os parâmetros gerados pelo BECAS. Em todos os programas, foi utilizado uma rigidez à torção extremamente elevada, no caso das simulações feitas no Giraffe, o elemento K_{66} da Equação (103) gerado pelo WindTurbine foi multiplicado por 10^7 . Procedimento similar foi também adotado para as simulações do OpenFAST e HAWC2.

5.3 IEA 15MW

Nessa seção são abordadas as metodologias utilizadas para a análise modal (seção 5.3.1) e a modelagem aeroelástica (seção 5.3.2).

5.3.1 Análise modal

Ao longo de desenvolvimento do projeto IEA 15MW, surgiram duas versões: v1.0 e v1.1, onde a versão v1.1 se refere a versão revisada lançada oficialmente em fevereiro de 2022. Diversos trabalhos como Rinker *et al.* (2020), DNV (2022) e Gaertner *et al.* (2020) utilizaram a versão v1.0. Sendo assim, foram feitas as análises modais para as duas versões utilizando o modelo de viga, tendo a versão v1.0 como intuito de comparação com outras fontes. Uma comparação das frequências naturais entre as duas versões foi feita. As análises anteriores não consideram o efeito de carregamentos. Desta forma, análises modais concomitantes à simulação dinâmica também foram efetuadas.

5.3.2 Modelagem Aeroelástica

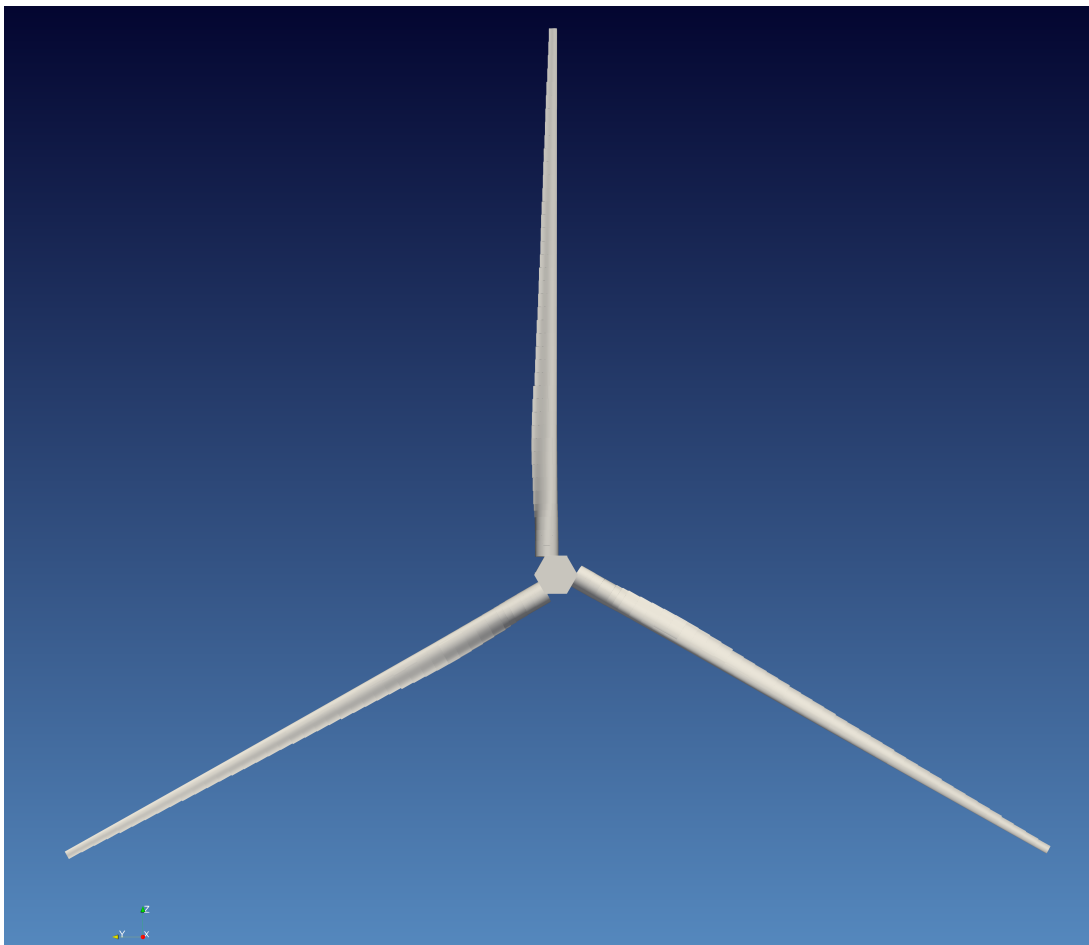
Em todas as simulações aeroelásticas foram utilizadas a versão v1.1 do projeto, pois se trata da última versão no momento da publicação desse texto. A partir delas foram feitas modificações na modelagem para que se possa simular apenas o rotor da turbina sem o uso do controlador. No entanto, as simulações feitas no HAWC2 resultaram em

instabilidade numérica quando se utiliza a teoria aerodinâmica estacionária. Portanto, nesta parte do trabalho, não foram utilizados os resultados obtidos pelo HAWC2.

Para realizar as simulações aeroelásticas, foram feitas implementações no *software* Giraffe. As duas principais foram: o método BEM (descrito na seção 3.7) e a capacidade do Giraffe utilizar todos os elementos da matriz constitutiva (Equação (103)), de modo que as simulações contemplem os acoplamentos geométricos e do material nas suas simulações. Além disso, foi elaborado, em linguagem Julia (BEZANSON *et al.*, 2017), um pré-processador e um pós-processador de dados.

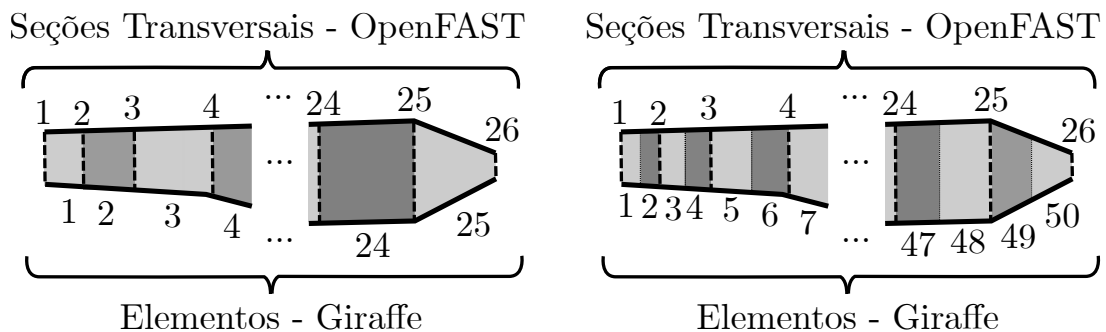
O pré-processador gera todos os dados de entrada necessários para que programa Giraffe faça simulações aeroelásticas. Nele, são lidos os dados de entrada utilizados no OpenFAST de modo que é considerada toda a complexa geometria da pá como *prebend*, ângulos de *precone* e de *tilt*. A Figura 35 ilustra o rotor da turbina IEA 15MW gerado no *software* Giraffe e visualizado pelo programa Paraview (AHRENS; GEVECI; LAW, 2005).

Figura 35 – Ilustração do rotor da turbina de referência IEA 15MW produzida pelo *software* Giraffe e visualizada pelo Paraview.



No pré-processador é definido um fator que multiplica a quantidade de elementos utilizados na modelagem de cada pá. A pá do projeto IEA 15MW possui 26 seções transversais considerando os dois extremos da pá; no Giraffe as matrizes constitutiva e de massa seccional de cada elemento são constantes. Desta forma, a quantidade de elementos em cada pá no Giraffe foi definida por múltiplos de 25. A Figura 36 ilustra a relação entre as seções transversais fornecida pela IEA 15MW e os elementos usados na modelagem do Giraffe para os casos de 25 e 50 elementos. A distribuição das seções transversais da pá ao longo do comprimento não é uniforme, sendo que na região próxima ao *hub* possui maior concentração de elementos. As matrizes constitutiva e de massa seccional de cada elemento na modelagem do Giraffe foram definidas a partir de uma interpolação linear de cada componente das matrizes levando em conta as seções transversais posterior e anterior (fornecidas pela IEA 15MW) do ponto central do elemento modelado no Giraffe. Uma análise de malha foi feita para definir a discretização que gere bons resultados com aceitável custo computacional.

Figura 36 – Esquema de distribuição dos elementos usados na modelagem do Giraffe ao longo do comprimento da pá, à esquerda: 25 elementos e à direita 50 elementos.



Fonte – Autor.

No Giraffe, cada elemento também possui parâmetros aerodinâmicos constantes. Assim, o ponto médio (com relação ao comprimento) de cada elemento foi considerado para representar os parâmetros aerodinâmicos do elemento. Os pontos médios dos elementos na modelagem no Giraffe não coincidem necessariamente com às posições dos parâmetros aerodinâmicos especificados em Gaertner *et al.* (2020). Portanto, cada elemento teve os mesmos coeficientes aerodinâmicos do perfil mais próximo disponibilizado em Gaertner *et al.* (2020). Com relação ao centro aerodinâmico e ao comprimento da corda de cada perfil da modelagem no Giraffe, foi feita uma interpolação linear dos perfis mais próximos fornecidos em Gaertner *et al.* (2020). Os carregamentos aerodinâmicos de todas as simulações foram obtidos pela teoria BEM (seção 3.7) considerando o efeito da perda de ponta de pá e

hub (seção 3.6.1). Nas simulações foi utilizado vento constante com relação ao tempo, porém variante ao longo da altitude seguindo a lei de potência (seção 3.4) com expoente $LP_{exp} = 0,12$.

Todas as simulações aeroelásticas feitas no Giraffe tiveram inicialmente uma simulação estática que considera a ação do campo gravitacional. Depois inicia-se a análise dinâmica transiente. A fim de suavizar o transiente inicial, cada nó teve prescrita uma condição inicial de velocidade, relativa ao movimento de rotação da pá. O *hub* foi simulado como um elemento de alto módulo de elasticidade, tendo um comportamento de corpo rígido. Nele, foram prescritas as rotações do rotor.

5.3.2.1 Amortecimento estrutural do Giraffe

Considerando um sistema com um grau de liberdade e amortecimento do tipo Rayleigh, é possível escrever o coeficiente de amortecimento viscoso como:

$$c_r = \alpha_r m + \beta_r k , \quad (105)$$

onde os parâmetros m e k referem-se à massa e rigidez do sistema, respectivamente, enquanto α_r e β_r são coeficientes. A taxa de amortecimento ζ pode ser definida na seguinte forma:

$$\zeta = \frac{c}{c_{critic}} = \frac{c}{2m\omega} , \quad (106)$$

onde c é o coeficiente de amortecimento, c_{critic} é o coeficiente de amortecimento crítico e ω é a frequência natural. Substituindo a Equação (105) na Equação (106) e simplificando, chega-se em:

$$\zeta = \frac{1}{2} \left(\frac{\alpha_r}{\omega} + \beta_r \omega \right) . \quad (107)$$

De acordo com Gaertner *et al.* (2020), o coeficiente de amortecimento usado é proporcional apenas à matriz de rigidez, o que resulta em $\alpha_r = 0$, reduzindo a Equação 107 a:

$$\zeta = \frac{1}{2} \beta_r \omega . \quad (108)$$

Segundo Gaertner *et al.* (2020) os valores do decremento logarítmico (δ) dos primeiros modos nas direções de *flapwise*, *edgewise* foram definidos como 3%. Desta forma, a taxa de amortecimento (ζ) que equivale a esse decremento logarítmico é:

$$\zeta = \frac{\delta}{\sqrt{\delta^2 + (2\pi)^2}} = \frac{0,03}{\sqrt{0,03^2 + (2\pi)^2}} = 0,00477 . \quad (109)$$

Expandindo o conceito do amortecimento do tipo Rayleigh para vários graus de liberdade, o coeficiente de amortecimento, a massa e a rigidez do sistema se tornam matrizes de modo que a equação pode ser escrita como:

$$\mathbf{c}_r = \alpha_r \mathbf{m} + \beta_r \mathbf{k} . \quad (110)$$

Como será visto na seção 6.2.1.2 as respectivas frequências naturais dos primeiros modos de vibrar nas direções *flapwise* e *edgewise*, são, respectivamente, 0,506 Hz e 0,693 Hz. Assim os valores de β_r nessas direções são 0,00300 s e 0,00219 s, respectivamente. Foram realizadas simulações variando o valor de β_r de 0,00300 s a 0,00219 s, e não foi observado impacto significativo no comportamento das pás. O Giraffe utiliza apenas um coeficiente de amortecimento β_r . Para chegar a um valor de referência, tomou-se a média entre os dois valores mencionados, resultando em $\beta_r = 0,0026$ s.

5.3.2.2 Amortecimento estrutura do OpenFAST

O módulo do OpenFAST utilizado nas análises aeroelásticas foi o BeamDyn. O vetor de força de amortecimento para cada seção transversal, representado como \mathbf{F}_{fast}^{Damp} , é dado por:

$$\mathbf{F}_{fast}^{Damp} = \boldsymbol{\mu}_{fast} \mathbf{D}_{fast} \dot{\boldsymbol{\epsilon}}_{fast} , \quad (111)$$

onde \mathbf{D}_{fast} é a matriz constitutiva da seção transversal, $\dot{\boldsymbol{\epsilon}}_{fast}$ é o vetor da taxa de deformação e $\boldsymbol{\mu}_{fast}$ é a matriz dos coeficientes de amortecimento, conforme definido a seguir:

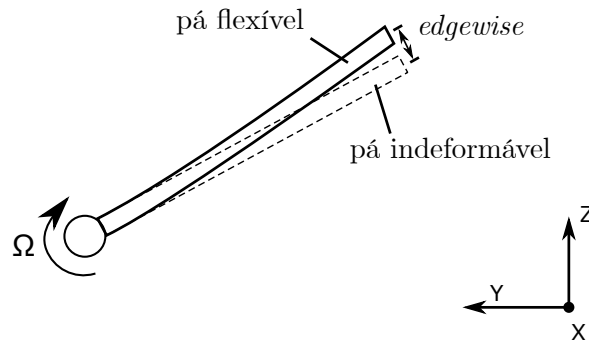
$$\boldsymbol{\mu}_{fast} = \begin{bmatrix} \mu_{11} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \mu_{22} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \mu_{33} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \mu_{44} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \mu_{55} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \mu_{66} \end{bmatrix} , \quad (112)$$

observa-se que há seis coeficientes de amortecimento, um para cada grau de liberdade.

5.4 Direções flapwise e edgewise

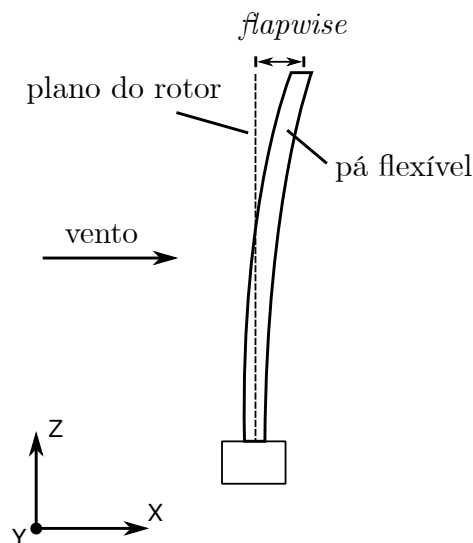
As nomenclaturas utilizadas das direções relativas ao movimento das pás são as mesmas que em Yuan e Wang (2021) e Rezaei *et al.* (2017). A direção relativa ao plano do rotor é chamado de *edgewise* (ver Figura 37), enquanto a direção perpendicular ao plano do rotor é chamado de *flapwise* (ver Figura 38). Nota-se que *flapwise* e *edgewise* são direções, seus respectivos deslocamentos têm como referência a formação indeformável, isto é, a pá com o movimento de corpo rígido. Deste modo, os deslocamentos da direção *flapwise* da pá da turbina IEA 15MW não partem do plano do rotor, pois a pá possui *prebend* que modo que a ponta dela dista 4 m do plano do rotor.

Figura 37 – Desenho esquemático do deslocamento *edgewise*.



Fonte – Autor.

Figura 38 – Desenho esquemático do deslocamento *flapwise*.



Fonte – Autor.

6 Simulações e resultados

Este capítulo reporta as simulações feitas e seus respectivos resultados. Ele está dividido em duas seções, onde a seção 6.1 aborda o estudo das pás com o perfil NACA0018, enquanto a seção 6.2 aborda o estudo realizado com o rotor do projeto IEA 15MW.

6.1 Aerofólio NACA0018

Utilizando o perfil NACA0018, descrito na seção 5.2, foram feitas simulações dinâmicas sem amortecimento estrutural para três casos. No primeiro caso, não houve incidência de vento, apenas uma força de 1000 N foi aplicada na ponta da pá, no segundo caso a pá foi submetida a vento. No último caso, a pá foi sujeita a uma rotação e a um vento constante. O detalhamento desses três casos está descrito na Tabela 5 e nas seções subsequentes.

Tabela 5 – Parâmetros utilizados nos Casos 1, 2 e 3.

Parâmetros	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Raio do <i>hub</i> (m)	1	1	1
Perfil	NACA0018	NACA0018	NACA0018
Corda (m)	1	1	1
Comprimento da pá (m)	19	21	30
Ângulo de <i>pitch</i> (°)	0	80	10
Força aplicada na ponta da pá (N)	1000	-	-
Vento (m/s)	-	50	10
Rotação (r.p.m.)	-	-	15

Fonte – Autor.

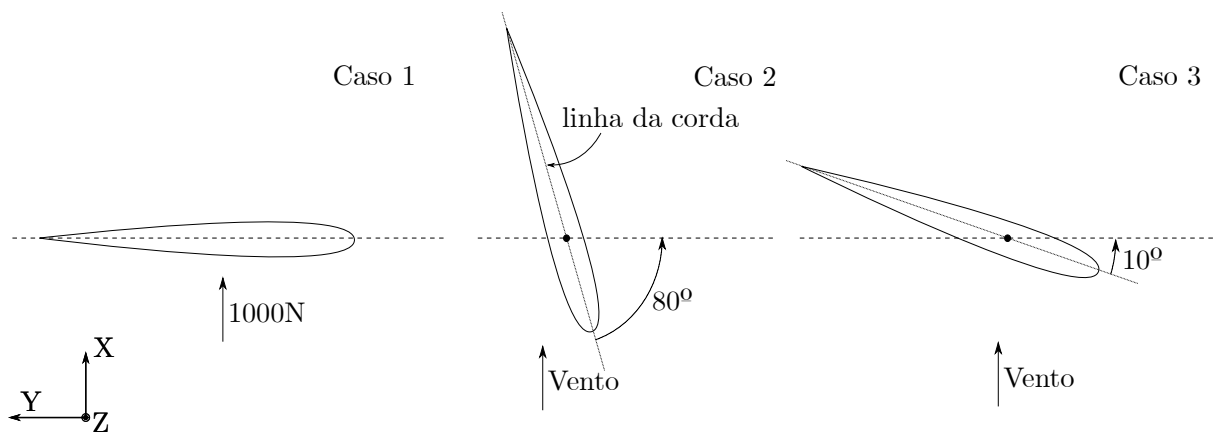
No Caso 1 (seção 6.1.1) a pá está parada e foi aplicada dinamicamente e de forma instantânea uma força em sua ponta. A pá do Caso 2 (seção 6.1.2) também se encontra parada e foi submetida a um vento constante de 50 m/s. Já no Caso 3 (seção 6.1.3) a pá foi submetida a uma rotação prescrita e vento constante de 10 m/s, possibilitando o uso da teoria BEM.

6.1.1 Caso 1

O Caso 1 foi feito a fim de verificar a compatibilidade dos programas usados. Nele, foi usada uma pá de 19 metros de comprimento, sem rotação, engastada em uma ponta

e na outra ponta foi aplicada dinamicamente de forma instantânea uma força de 1000 N na direção *flapwise* (ver Figura 39). Não foi utilizado amortecimento estrutural nas simulações. Com os resultados obtidos, foram feitas: uma comparação do deslocamento da ponta da pá na direção *flapwise*, análises modais pelo Giraffe e HAWC2, e uma análise no domínio da frequência via FFT (*Fast Fourier Transform*). Neste caso foi usado apenas um módulo do OpenFAST: o BeamDyn.

Figura 39 – Orientações das seções transversais usadas nos Casos 1, 2 e 3.



Fonte – Autor.

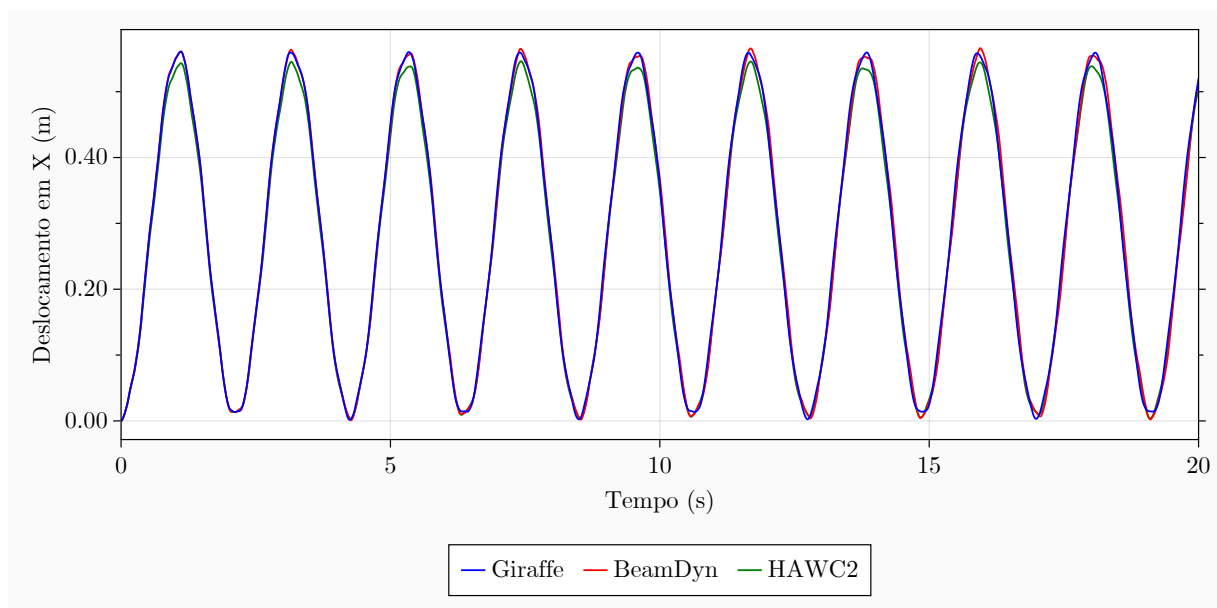
A Figura 40 mostra os resultados dos deslocamentos da ponta da pá na direção *flapwise* pelos programas Giraffe, BeamDyn e HAWC2. Nota-se ótima concordância entre eles. Com base na série temporal de 0 a 20 segundos, foram observados os erros quadráticos médios de 0,00938 m entre os resultados do Giraffe e do BeamDyn, 0,01151 m entre o Giraffe e o HAWC2, e 0,01371 m entre o BeamDyn e o HAWC2. De modo que faz notar que o Giraffe e o BeamDyn obtiveram a melhor concordância dos resultados. Um dos fatores que contribui para essa concordância é o fato de ambos utilizarem a teoria estrutural de viga geometricamente exata.

A Tabela 6 apresenta as frequências naturais da pá geradas pelas análises modais dos programas HAWC2 e Giraffe e suas variações para o caso sem gravidade. Na análise feita no HAWC2, o efeito da gravidade não foi considerado, observa-se que seus valores são próximos aos gerados pelo Giraffe quando também não se considerou a gravidade, principalmente nos primeiros modos de vibrar.

Também foi feito uma análise modal pelo programa Giraffe que leva em conta o efeito da gravidade. A pá está parada no sentido vertical de modo que a gravidade

gera uma força de compressão nela ocorrendo o fenômeno de *stress stiffening*¹ (ver Figura 41) que no caso de compressão, colabora com a diminuição da frequência natural do elemento estrutural em questão. É interessante notar que essa diminuição ocorre devido à diminuição da rigidez. O termo *stress stiffening* é aqui empregado apenas para descrever o fenômeno de mudança de rigidez, seja ela aumentada ou diminuída por conta dos efeitos de carregamentos externos. O *software* OpenFAST não faz análise modal da estrutura pelo conhecimento do autor.

Figura 40 – Caso 1 – deslocamento em *flapwise* da ponta da pá obtidos pelo Giraffe, BeamDyn e HAWC2.



Fonte – Autor.

O deslocamento ao longo do tempo foi convertido para o domínio da frequência considerando uma janela temporal de 200 segundos. A Figura 42 mostra o resultado. Em todas as simulações ocorreram dois principais picos, referentes a primeira (0,471 Hz) e terceira (3,065 Hz) frequências naturais relacionadas aos modos de vibrar na direção de *flapwise* e que levam em conta o efeito de *stress stiffening*. Nota-se também que nos dois primeiros picos, os resultados de todos os programas foram extremamente próximos, no terceiro pico o OpenFAST e o HAWC2 variaram em 0,1 Hz e 0,2 Hz, respectivamente, em relação ao Giraffe.

¹ em português: rigidez geométrica

Tabela 6 – Frequências naturais da pá de perfil NACA0018 com 19 metros e variações entre os resultados para o caso sem gravidade.

Modo	HAWC2 (Hz)	Giraffe (Hz)		Variações - Sem gravidade
		Sem gravidade	Com gravidade	
1º Flp	0,49	0,49	0,47	0,0%
1º Edg	2,26	2,22	2,22	1,8%
2º Flp	3,06	3,08	3,07	-0,7%
3º Flp	8,47	8,63	8,61	-1,9%
4º Flp	13,86	13,80	13,79	0,4%
2º Edg	16,37	16,89	16,87	-3,1%
5º Flp	26,59	27,90	27,88	-4,8%
6º Flp	37,70	38,06	38,06	-1,0%
3º Edg	39,32	41,64	41,62	-5,7%
1º Axial	55,30	58,13	58,11	-5,0%
7º Flp	65,50	65,39	65,40	0,2%
4º Edg	69,43	73,08	73,08	-5,1%

Fonte – Autor.

Figura 41 – Caso 1 – Orientação da pá.



Fonte – Autor.

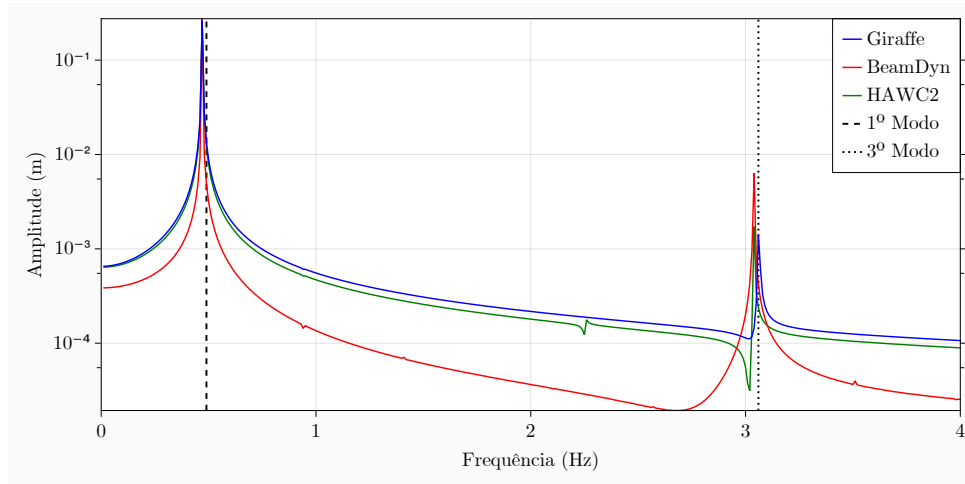
6.1.2 Caso 2

O Caso 2 foi elaborado com uma pá de 21 metros, ângulo de *pitch* de 80° (ver Figura 39) e vento constante de 50 m/s com o intuito de verificar os carregamentos aerodinâmicos. Os deslocamentos nas direções *flapwise* e *edgewise* da pá foram monitorados nos programas Giraffe, OpenFAST e HAWC2.

Neste caso, a corda do aerofólio faz um ângulo de 10° com a direção *flapwise* onde é aplicado o vento de 50 m/s, assim o ângulo de ataque inicial (sem deformação) é de 10° . A Figura 43 apresenta os deslocamentos da ponta da pá nas direções *flapwise* e

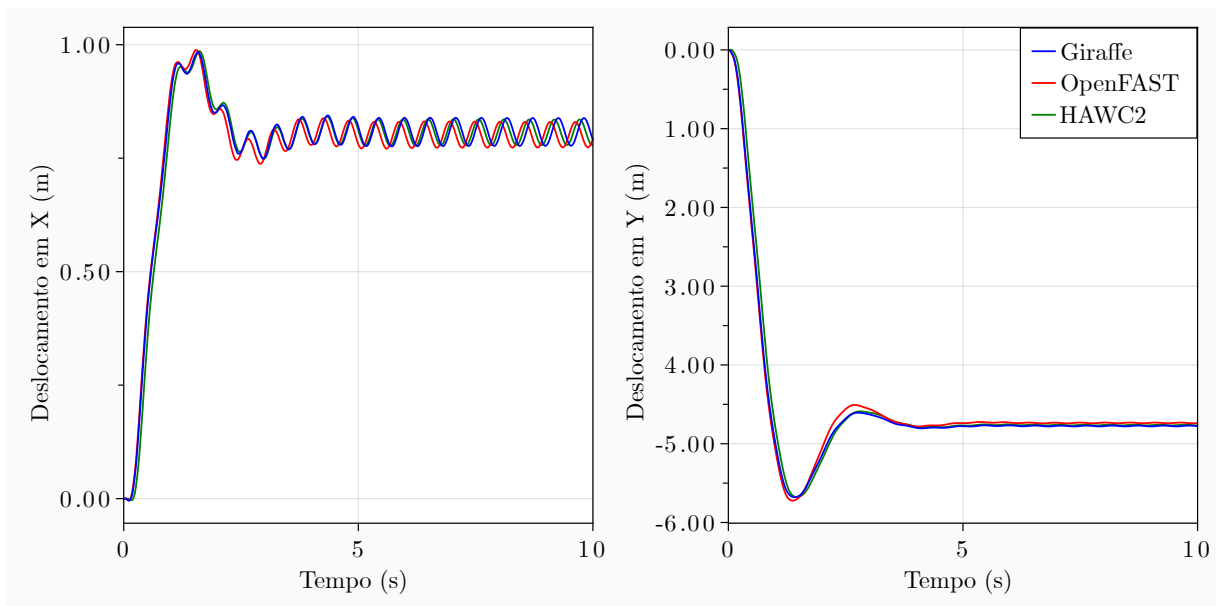
edgewise. Observa-se que mesmo com grandes deslocamentos houve boa concordância entre as simulações até mesmo no regime transiente.

Figura 42 – Caso 1 – Espectro de amplitude associado ao deslocamento na direção *flapwise* da ponta da pá.



Fonte – Autor.

Figura 43 – Caso 2 - deslocamentos nas direções *flapwise* e *edgewise* da ponta da pá.



Fonte – Autor.

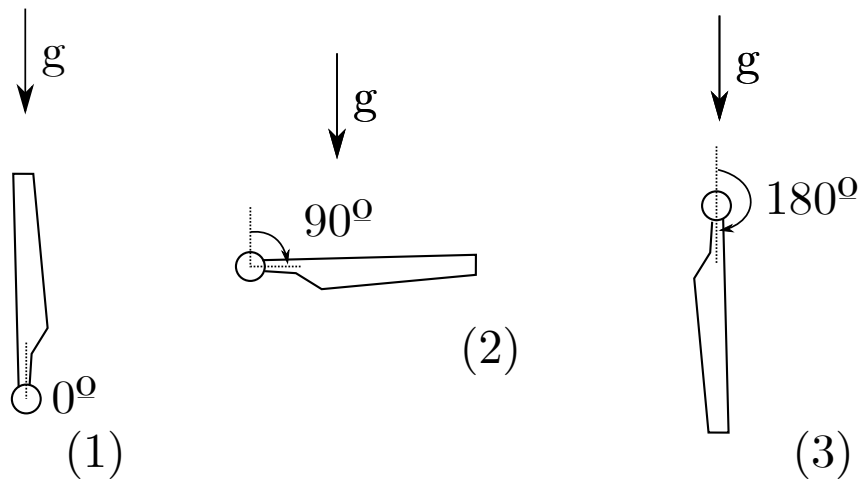
6.1.3 Caso 3

Por último, o Caso 3 foi elaborado com uma pá de 30 metros de comprimento rotacionando a uma velocidade de 15 r.p.m., com velocidade de vento constante e uniforme

de 10 m/s paralelo à direção *flapwise*, e ângulo *pitch* de 10° (ver Figura 39) e com o uso da teoria BEM. Nele, foi calculado o deslocamento em *flapwise* e em *edgewise*, também foi realizada uma análise do domínio da frequência e um escalograma do deslocamento da pá ao longo do tempo. De modo a simplificar o modelo, não foram utilizadas as correções de ponta de pá e de *hub*.

Devido ao movimento de rotação, os carregamentos causados pela força peso na pá variam em relação à sua posição como mostra a Figura 44. Na situação (1), a pá está sofrendo compressão (0° de azimute), já na situação (2) ela está submetida a flexão (90° de azimute) e, por fim, na situação (3) ela sofre tração (180° de azimute). A Tabela 7 mostra as variações das frequências naturais em função dessas três situações, na última coluna o efeito da gravidade não foi considerado. Observa-se que quando a pá está sofrendo flexão (azimute 90°) não há mudança nas frequências naturais com relação ao caso que não há gravidade. Entretanto, nas outras situações (azimute 0° e 180°) ocorreram variações, em especial da frequência natural do 1º modo de vibrar, variando de 0,16 Hz para 0,23 Hz. Também vale a pena notar que o modo de vibrar em torção não se encontra nos 12 primeiros modos de vibrar.

Figura 44 – Influência da força peso na pá devido à rotação.



Fonte – Autor.

A fim de capturar os efeitos provenientes do movimento de rotação, a simulação dinâmica foi interrompida em vários momentos para serem efetuadas análises modais. Durante essas análises, considerou-se todos os esforços internos que geram o efeito de *stress stiffening* na pá. Os resultados em regime permanente são mostrados na Tabela 8. Para referência dos seus valores, também estão listadas frequências naturais da pá sem considerar a ação da gravidade. Nota-se que ocorrem variações significativas nas primeiras

frequências, em particular na frequência natural do primeiro modo de vibrar, variando entre 0,33 Hz e 0,36 Hz, valores significativamente diferentes em relação ao cenário que não considera o efeito do movimento de rotação.

Tabela 7 – Frequências naturais da pá de perfil NACA0018 com 30 metros em função do azimute levando em conta a gravidade em Hz.

Modo	Com gravidade - azimute			Sem gravidade
	0°	90°	180°	
1º Flp	0,16	0,20	0,23	0,20
1º Edg	0,89	0,89	0,90	0,89
2º Flp	1,21	1,24	1,27	1,24
3º Flp	3,43	3,46	3,49	3,46
2º Edg	5,56	5,57	5,58	5,57
4º Flp	6,75	6,78	6,81	6,78
5º Flp	11,18	11,21	11,24	11,21
3º Edg	15,50	15,50	15,51	15,50
6º Flp	16,70	16,73	16,77	16,73
7º Flp	23,33	23,36	23,39	23,36
4º Edg	30,11	30,12	30,12	30,12
8º Flp	31,05	31,08	31,12	31,08

Tabela 8 – Frequências naturais da pá de perfil NACA0018 com 30 metros em função do azimute levando em conta a gravidade e o efeito de rotação em Hz.

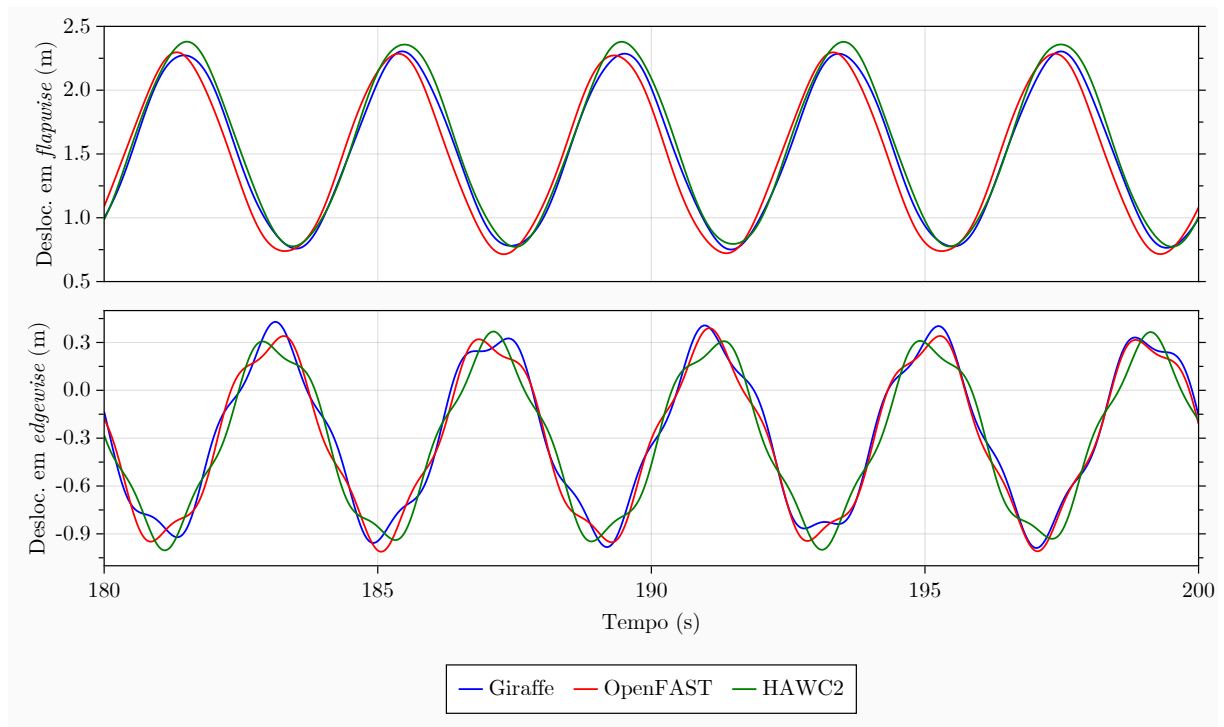
Modo	Com gravidade e rotação - azimute			Sem gravidade e sem rotação
	0°	90°	180°	
1º Flp	0,33	0,34	0,36	0,20
1º Edg	0,93	0,94	0,94	0,89
2º Flp	1,38	1,40	1,42	1,24
3º Flp	3,61	3,63	3,65	3,46
2º Edg	5,60	5,61	5,61	5,57
4º Flp	6,93	6,95	6,97	6,78
5º Flp	11,36	11,38	11,40	11,21
3º Edg	15,53	15,54	15,54	15,50
6º Flp	16,88	16,90	16,93	16,73
7º Flp	23,51	23,53	23,55	23,36
4º Edg	30,15	30,15	30,16	30,12
8º Flp	31,23	31,24	31,27	31,08

Analisando a simulação dinâmica, a Figura 45 apresenta os deslocamentos perpendiculares ao plano do rotor (*flapwise*) e no plano do rotor (*edgewise*) da ponta da pá. Os resultados dos programas Giraffe, OpenFAST e HAWC2 se demonstraram similares.

Com o intuito de conhecer as frequências preponderantes do movimento de rotação da pá em regime permanente, os deslocamentos em *flapwise* foram convertidos para

o domínio da frequência gerando a Figura 46. Nela também estão demarcadas as três primeiras frequências naturais sem considerar o efeito do peso próprio. Pode-se observar 3 principais picos, o primeiro está relacionado ao movimento de rotação da pá (15 r.p.m. = 0,25 Hz), o segundo se encontra em 0,5 Hz, o dobro da frequência de rotação, e o terceiro está relacionado com o primeiro modo de vibrar na direção *edgewise*. Isto ocorreu devido que a direção da primeira forma de vibrar em *edgewise* não está puramente no plano do rotor, mas sim alinhada à corda do aerofólio rotacionada a 10° em relação ao plano do rotor (ver Figura 39). Não há movimento significativos relativos aos outros modos de vibrar.

Figura 45 – Caso 3 – deslocamentos em *flapwise* e em *edgewise* da ponta da pá obtidos pelos programas Giraffe, OpenFAST e HAWC2.



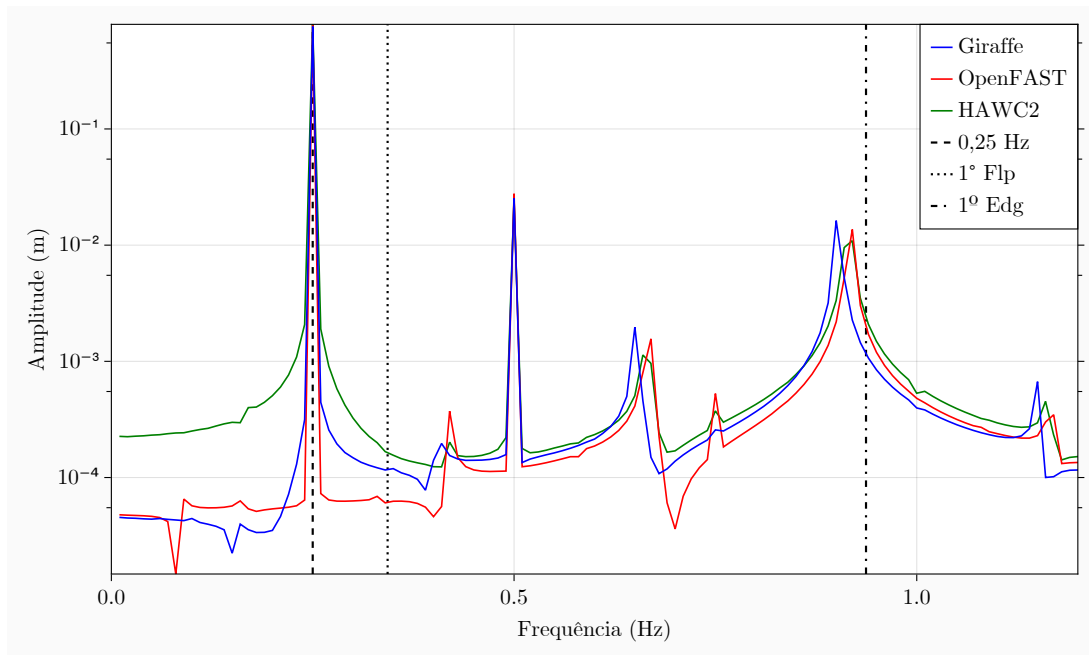
Fonte – Autor.

O deslocamento em *flapwise* de toda a pá ao longo do tempo pode ser observado no escalograma ilustrado na Figura 47. O eixo vertical representa o comprimento da pá onde o zero é o início da pá (ligação com o *hub*) e 1,00 é a ponta dela, o eixo horizontal retrata o comportamento ao longo das últimas cinco voltas (176 a 200 segundos). É possível notar que ocorreram vibrações significativas apenas na forma do primeiro modo.

Sabendo a posição angular do *hub* ao longo do tempo é possível transformar o escalograma da Figura 47 em um escalograma polar, deste modo, gera-se a Figura 48. A partir disso é possível observar outros comportamentos, como a repetitividade dos

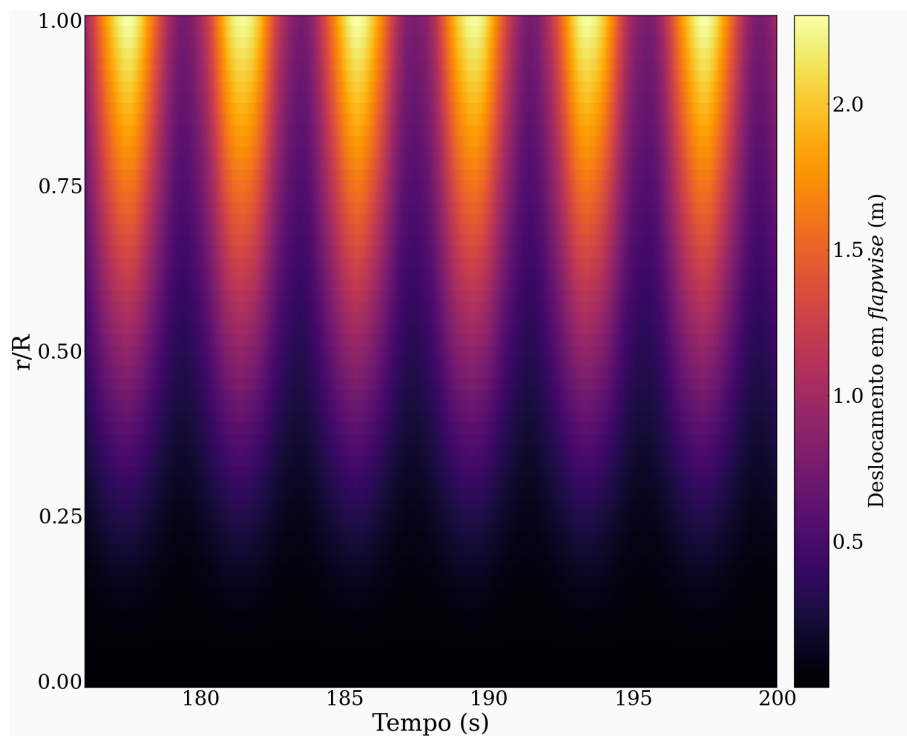
deslocamentos e a localização da maior deformação em *flapwise*, que é em torno de 135°. Nota-se que não há diferenças perceptíveis entre as diferentes voltas, o que mostra que o comportamento do deslocamento está em regime permanente.

Figura 46 – Caso 3 – Espectro de amplitude associado ao deslocamento na direção *flapwise* da ponta da pá.

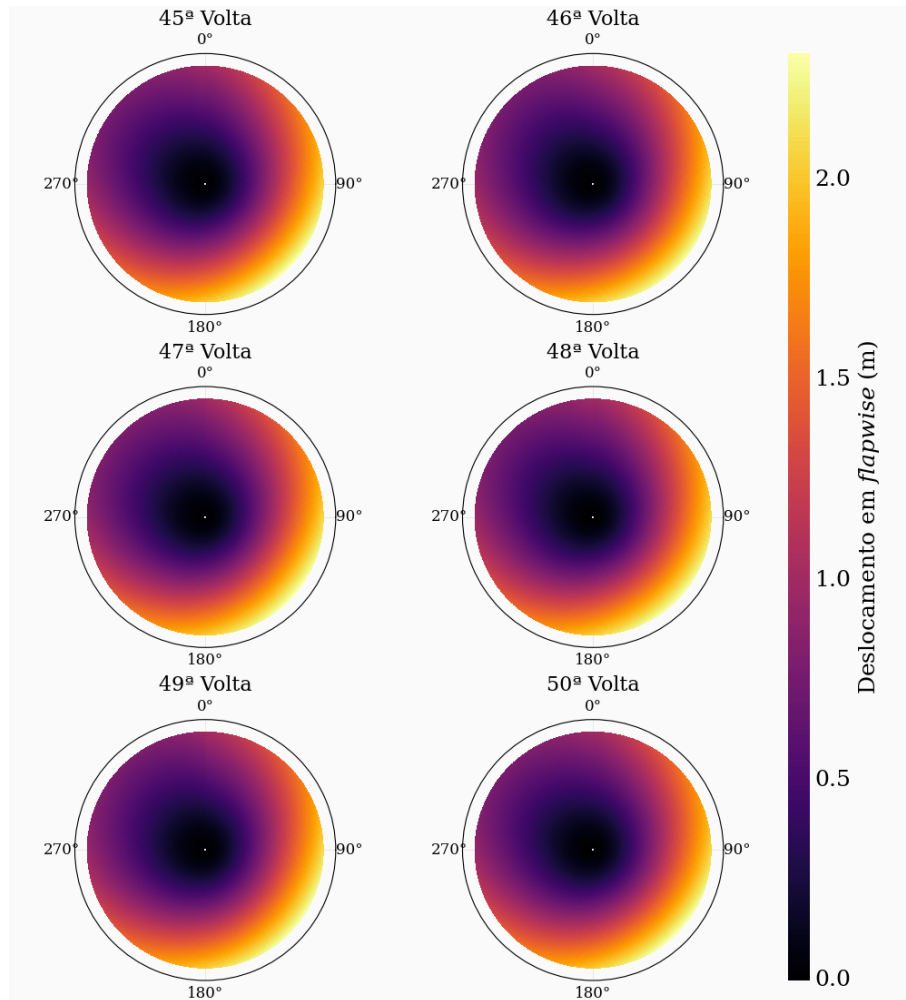


Fonte – Autor.

Figura 47 – Caso 3 - Escalograma do deslocamento em *flapwise* da pá.



Fonte – Autor.

Figura 48 – Caso 3 - Escalograma polar do deslocamento em *flapwise* da pá.

Fonte – Autor.

6.2 Rotor IEA 15MW

Nesta seção é abordado o estudo do rotor da turbina de referência IEA 15MW. Na seção 6.2.1 são expostos os resultados de análises modais da pá. Já na seção 6.2.2 é detalhada uma investigação aeroelástica do rotor.

6.2.1 Análises modais da pá

De acordo com o conhecimento do autor, não há publicação que mostre as frequências naturais da pá da versão v1.1. Desta forma, na seção 6.2.1.1 são apresentadas as frequências naturais da pá geradas pelas análises modais do *software* Giraffe utilizando a versão v1.0

e outras fontes. A seção 6.2.1.2 traz um comparativo das frequências naturais entre as versões v1.0 e v1.1

6.2.1.1 Análise modal v1.0

A Tabela 9 mostra as frequências naturais da pá e os seus respectivos modos de vibrar. As frequências obtidas pelos programas HAWC2 e BeamDyn foram extraídas de Rinker *et al.* (2020). Também há os resultados obtidos pelo *software* Bladed (programa para projetos de turbinas eólicas) descritos em DNV (2022). Nota-se que os resultados obtidos pelo Giraffe possuem boa concordância entre os demais programas. Em todos os programas, os primeiros modos de vibrar em *flapwise* e *edgewise* são menores que o informado pelo relatório Gaertner *et al.* (2020).

Tabela 9 – Frequências naturais da pá v1.0 em Hz.

Modo	IEA 15MW	HAWC2	BeamDyn	Bladed	Giraffe
1 ^o Flp	0,555	0,521	0,517	0,521	0,517
1 ^o Edg	0,642	0,619	0,630	0,613	0,614
2 ^o Flp	-	1,559	1,603	1,581	1,540
2 ^o Edg	-	1,933	1,964	1,872	1,892
3 ^o Flp	-	3,079	3,506	3,183	3,022
3 ^o Edg	-	4,158	4,403	3,863	4,495
1 ^o Tor	-	4,475	4,694	4,228	4,078
4 ^o Flp	-	5,062	5,307	5,420	4,977

Fonte – Autor.

6.2.1.2 Comparação entre as versões v1.0 e v1.1

Análises modais da pá do projeto IEA 15MW da versão v1.1 utilizando o programa Giraffe foram realizadas sem considerar nenhum tipo de carregamento, seus resultados são apresentados na Tabela 10. Nela, também há uma comparação entre as duas versões. Pode-se observar que as frequências do 1^o e 2^o modo de vibrar na direção *edgewise* foram os que tiveram maior diferença entre as versões. Isso pode ter sido causado por um aumento de rigidez nesta direção ou/e uma diminuição da massa.

Tabela 10 – Comparação das frequências naturais da pá entre as versões v1.0 e v1.1 em Hz.

Modo	Giraffe - v1.0	Giraffe - v.1.1	Relação entre as versões
1 ^o Flp	0,517	0,506	-2,2%
1 ^o Edg	0,614	0,693	12,8%
2 ^o Flp	1,540	1,474	-4,3%
2 ^o Edg	1,892	2,131	12,6%
3 ^o Flp	3,022	2,914	-3,6%
1 ^o Tor	4,078	4,084	0,1%
3 ^o Edg	4,495	4,356	-3,1%
4 ^o Flp	4,977	4,808	-3,4%

Fonte – Autor.

6.2.1.3 Com efeito de rotação

Devido ao movimento de rotação, as frequências naturais da pá podem variar, como visto na seção 6.1.3. Em função disso, análises modais concomitantes à simulação dinâmica foram feitas. O cenário utilizado na simulação foi o mesmo que será discutido na seção 6.2.2.2, isto é, rotor completo com velocidade de 7,5 r.p.m. e velocidade de vento de $10,87m/s$.

As frequências naturais de uma das pás foram monitoradas. Os resultados mostraram que a posição da pá em relação ao ângulo de azimute não interferiu significativamente nas frequências naturais na mesma. A Tabela 11 apresenta as frequências naturais da pá considerando o efeito de rotação em comparação com os resultados da seção anterior (seção 6.2.1.2). Nota-se que ocorreu aumento do valor em todas as frequências a menos à torção.

Tabela 11 – Comparação das frequências naturais da pá sem e com o efeito da rotação em Hz.

Modo	Sem rotação	Com rotação	Relação
1 ^o Flp	0.506	0.525	3.7%
1 ^o Edg	0.693	0.711	2.6%
2 ^o Flp	1.474	1.498	1.6%
2 ^o Edg	2.131	2.163	1.5%
3 ^o Flp	2.914	2.916	0.1%
1 ^o Tor	4.084	4.047	-0.9%
3 ^o Edg	4.356	4.407	1.2%
4 ^o Flp	4.808	4.811	0.1%

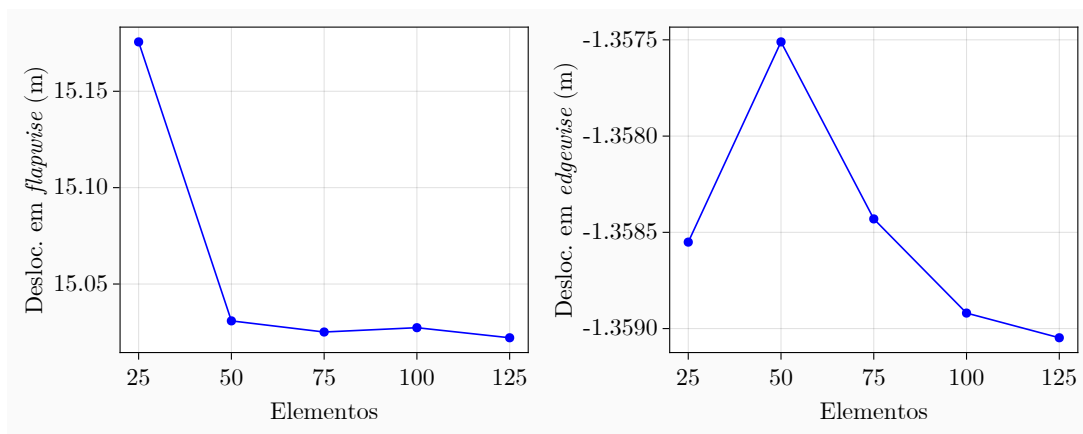
6.2.2 Simulações aeroelásticas

Esta seção apresenta os resultados referentes às simulações aeroelásticas do rotor da turbina IEA 15MW. Ela é dividida em cinco partes. A primeira (seção 6.2.2.1) expõe uma análise de malha, já na seção 6.2.2.2 é detalhado um estudo da dinâmica do rotor para velocidade nominal do vento. Na seção 6.2.2.3 é analisada a influência da rigidez à torção para diversas velocidades de vento, enquanto na seção 6.2.2.4 é vista a influência da teoria aerodinâmica não-estacionária para ventos com velocidades constantes. Por fim, uma nova curva de *pitch* é sugerida na seção 6.2.2.5.

6.2.2.1 Análise de malha

A fim de avaliar a malha que contém menos elementos (menor custo computacional) e que resulte em bons resultados foram feitas simulações para os casos de 25, 50, 75, 100 e 125 elementos em cada pá. Nas simulações foi considerado perfil de vento constante no tempo e com velocidade de referência de 10,87 m/s e o rotor completo com três pás e rotação de 7,5 r.p.m. Uma das pás foi monitorada. As Figuras 49 e 50 mostram as médias em regime permanente, respectivamente, dos deslocamentos em *flapwise* e em *edgewise* na ponta da pá e as médias dos esforços solicitantes na base da pá.

Figura 49 – Valores dos deslocamentos médios nas direções *flapwise* e *edgewise* em relação ao número de elementos da pá.

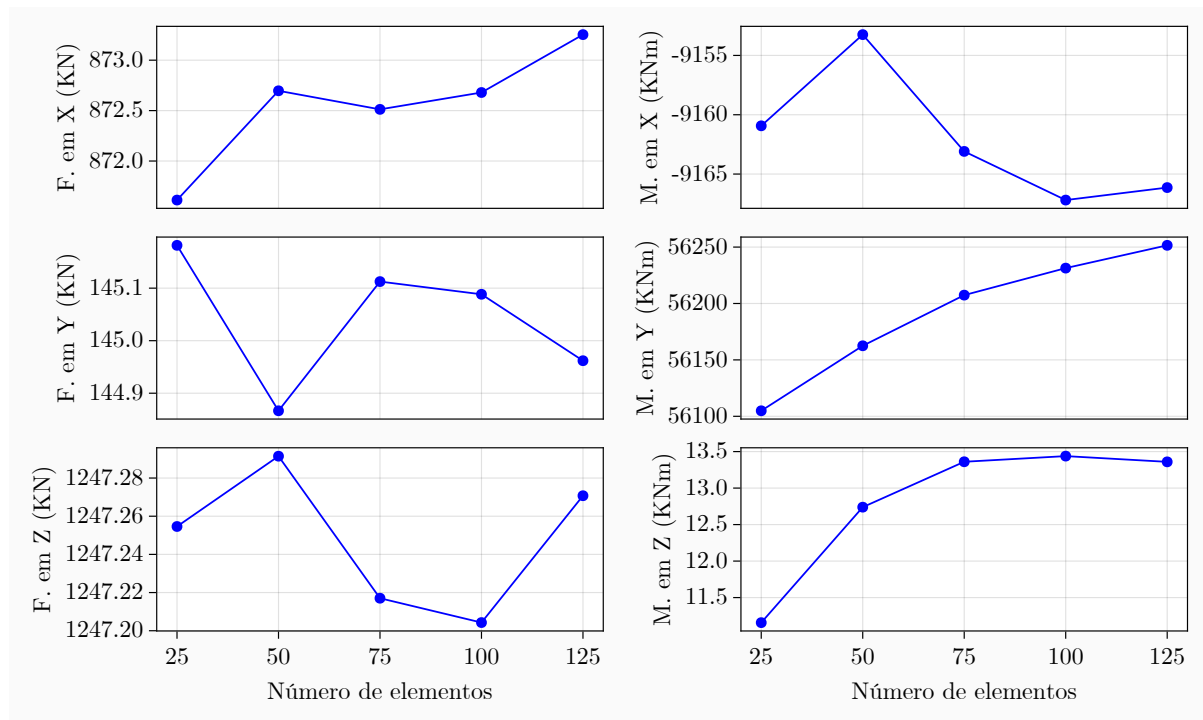


Fonte – Autor.

A Tabela 12 indica as variações percentuais dos resultados das simulações com 25, 50, 75 e 100 elementos com relação aos resultados da simulação com 125 elementos tomada

como referência. A média dos deslocamentos em *edgewise* teve pouca variação entre as malhas, porém a média dos deslocamentos em *flapwise* para a malha com 25 elementos teve uma variação de 15,4 cm (1,03%) com relação à malha de 125 elementos. Nos esforços solicitantes, nota-se que a maior diferença está no momento em torno Z para o caso de 25 elementos. Entretanto, observa-se na Figura 50 que a média dos momentos em Y é em torno de 4000 vezes do valor da média dos momentos em Z. Com base nessa análise, foi escolhida a discretização que utiliza 50 elementos para cada pá, pois se demonstrou com aceitável precisão e menor custo computacional.

Figura 50 – Valores dos esforços solicitantes médios na base da pá em relação à quantidade de elementos na pá.



Fonte – Autor.

Tabela 12 – Variação relativa dos resultados das simulações utilizando 25, 50, 75 e 100 elementos com os resultados da simulação com 125 elementos (%)

Parâmetro	Número de elementos			
	25	50	75	100
Deslocamento <i>Flapwise</i>	1,39	0,08	0,03	0,05
Deslocamento <i>Edgewise</i>	-0,04	-0,11	-0,05	-0,01
Força em X	-0,19	-0,06	-0,08	-0,07
Força em Y	0,15	-0,07	0,10	0,09
Força em Z	0,00	0,00	0,00	-0,01
Momento em torno X	-0,06	-0,14	-0,03	0,01
Momento em torno Y	-0,26	-0,16	-0,08	-0,04
Momento em torno Z	-16,49	-4,65	0,01	0,59

6.2.2.2 Velocidade nominal do vento

Esse foi um estudo específico em que se avaliou os deslocamentos, esforços solicitantes e parâmetros aerodinâmicos da pá do projeto IEA 15MW no caso de velocidade do vento de 10,87 m/s. Foram utilizados os programas Giraffe e OpenFAST, ambos, com 500 segundos de simulação.

6.2.2.2.1 Deslocamentos na ponta da pá

A Figura 51 apresenta os deslocamentos nas direções *flapwise* e *edgewise* das últimas cinco rotações completas da pá obtidas pelas simulações. O eixo das abscissas superior é o azimute da pá, onde 0° se refere à pá na vertical apontada para cima (ver Figura 44). Nota-se que os movimentos em *edgewise* nos dois programas foram muito próximos. Com relação ao *flapwise*, houve uma variação de 2,63% na média de oscilação, como mostra a Tabela 13. Dividindo as médias por 117 m, as deflexões médias foram obtidas. Na tabela, também se encontra a amplitude da oscilação, tendo uma variação entre os programas de 13,3%, isso pode ter sido causada devido às diferentes teorias de amortecimento.

A Figura 52, mostra os deslocamentos médios (representados por linhas), máximos e mínimos (representados pelos limites das regiões pintadas) em *flapwise* e *edgewise*. Neste caso, fica claro que o maior deslocamento é na direção *flapwise*, porém a maior amplitude ocorre na direção *edgewise*.

Figura 51 – Deslocamento nas direções *flapwise* e *edgewise* da ponta da pá.

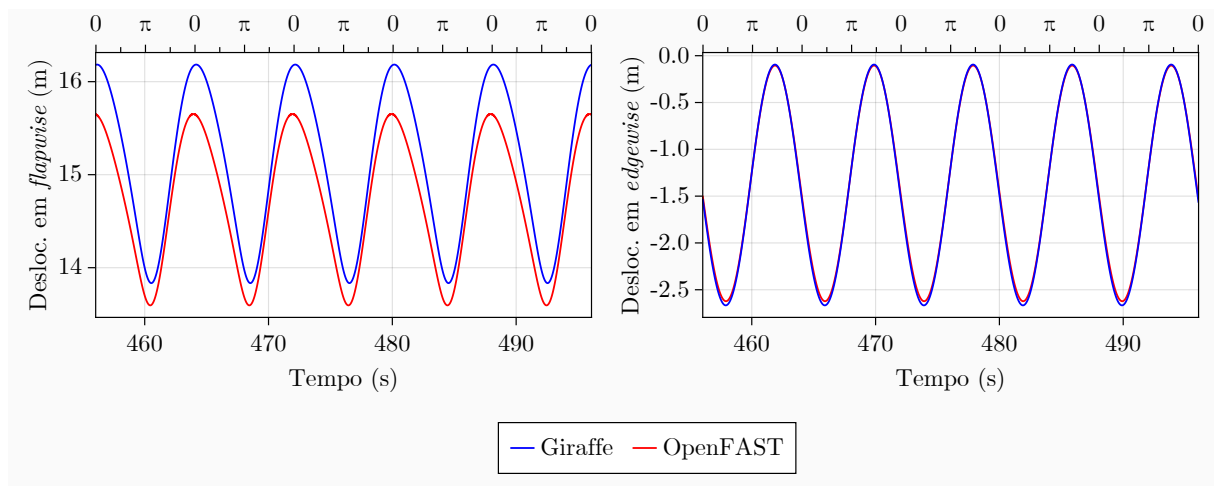
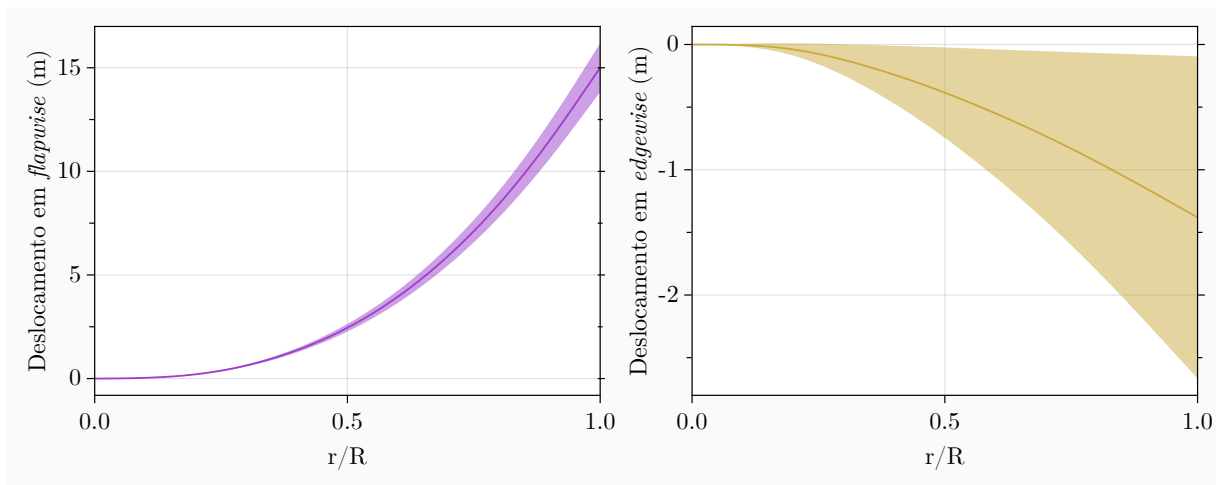


Tabela 13 – Médias e amplitudes dos deslocamentos na direção *flapwise* e deflexão média na ponta da pá obtidos pelo Giraffe e OpenFAST.

Parâmetro	Giraffe	OpenFAST	Variação (%)
Média (m)	15,01	14,62	2,63
Deflexão média	12,8%	12,5%	2,63
Amplitude (m)	1,174	1,028	13,3

Figura 52 – Deslocamentos nas direções *flapwise* e *edgewise* ao longo da pá.



Fonte – Autor.

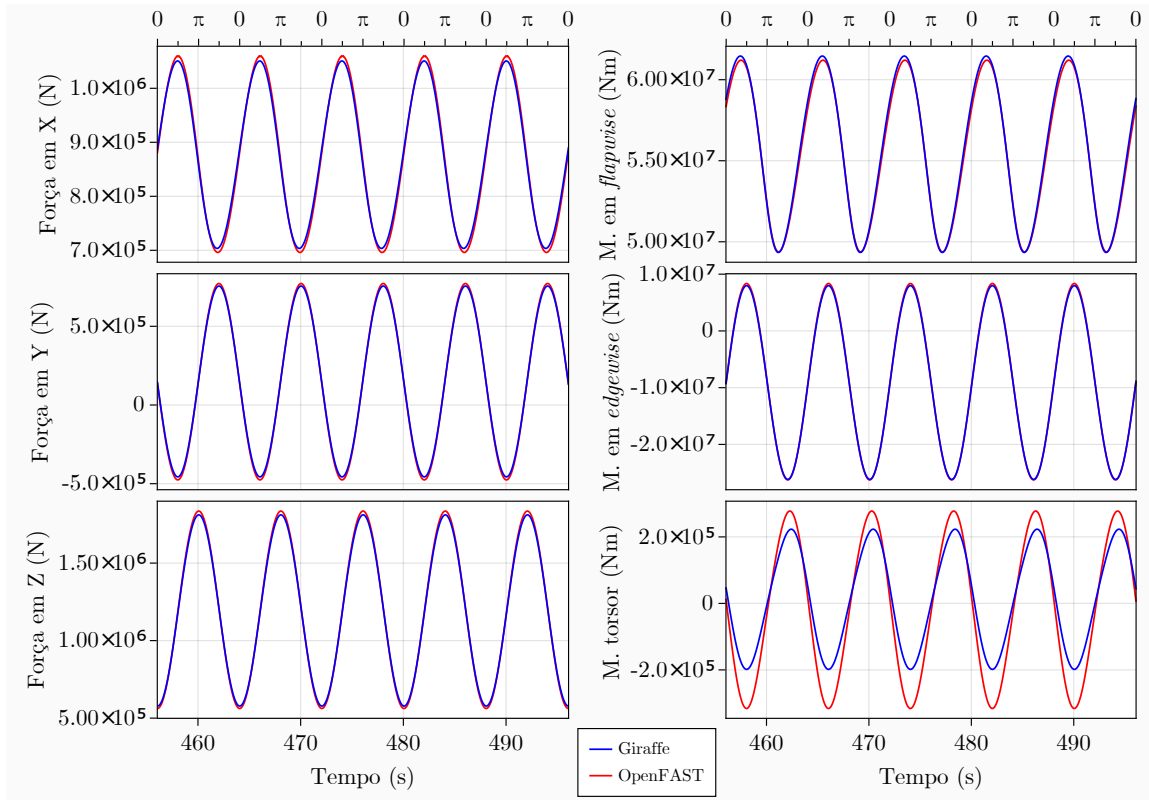
6.2.2.2.2 Esforços solicitantes na base da pá

A Figura 53 apresenta os esforços solicitantes na base da pá, onde os momentos em *flapwise* e *edgewise* são os momentos que induzem as curvaturas nas respectivas direções. Observa-se que há uma grande conformidade entre os programas. No caso do momento em torno de Z (momento torsor) observa-se uma variação na amplitude, mas deve-se notar uma ordem de grandeza de 100 vezes menor do que os momentos nos outros sentidos.

6.2.2.2.3 Parâmetros aerodinâmicos

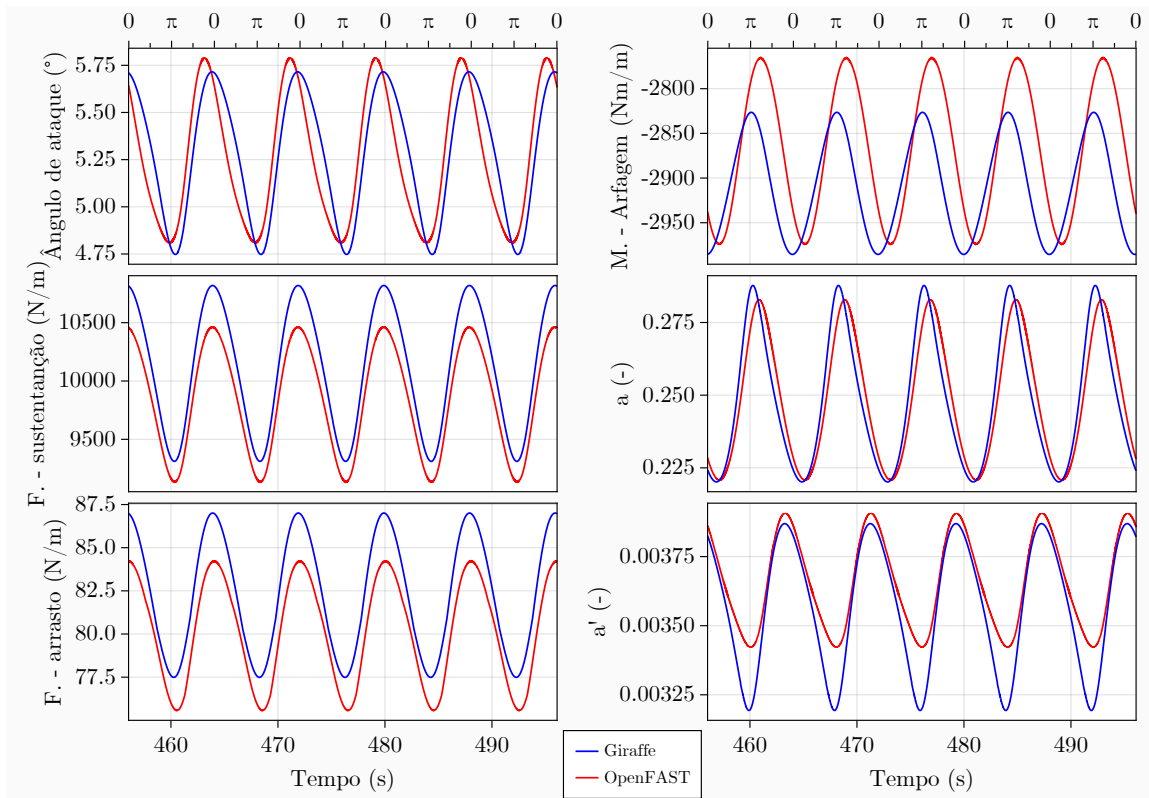
Os gráficos apresentados na Figura 54 mostram os principais fatores aerodinâmicos no ponto $r/R = 0,75$. Os resultados dos programas demonstram boa concordância entre si. Assim como no caso da variação da amplitude em *flapwise*, as variações das amplitudes e defasagens podem ter sido influenciadas pelas diferentes teorias de amortecimento utilizadas nos programas.

Figura 53 – Esforços solicitantes na base da pá.



Fonte – Autor.

Figura 54 – Parâmetros aerodinâmicos em $r/R = 0,75$.



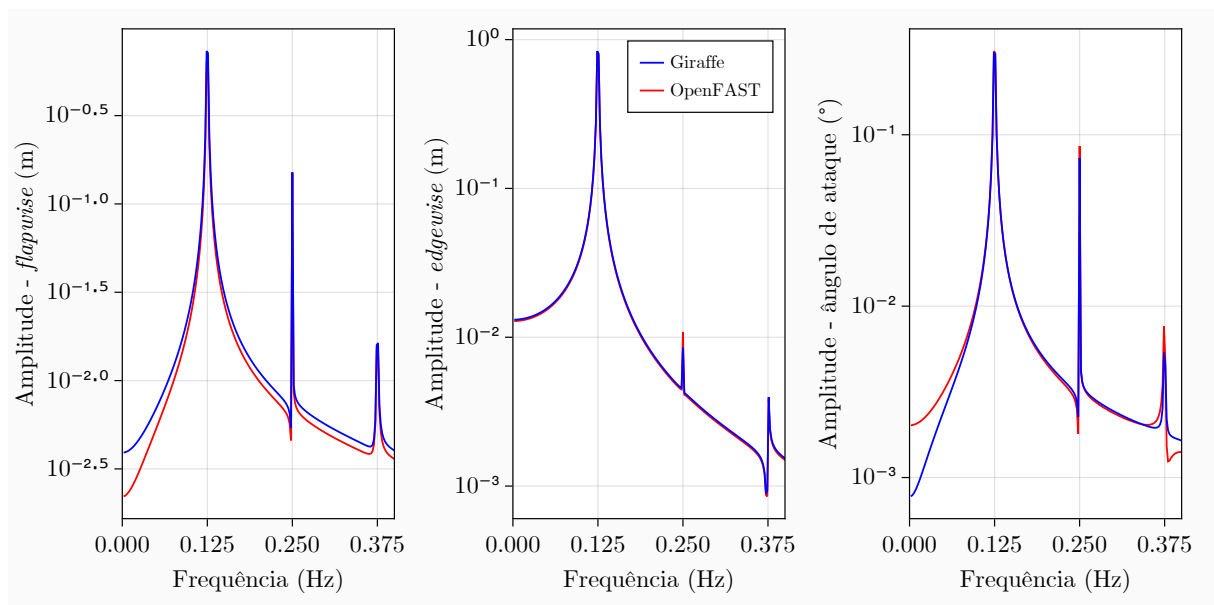
Fonte – Autor.

6.2.2.2.4 Análise no domínio da frequência.

Para obter a análise no domínio da frequência, as séries temporais dos deslocamentos *flapwise* e *edgewise* e o ângulo de ataque foram convertidos para o domínio da frequência utilizando a Transformada Rápida de Fourier (FFT). O período analisado foi de 500 a 1000 segundos, excluindo-se o movimento transiente. A Figura 55 apresenta os resultados, considerando as séries temporais na ponta da pá para os deslocamentos em *flapwise* e *edgewise* e no ponto $r/R = 0,75$ para o ângulo de ataque.

Pode-se notar que nos três casos, o principal pico é referente à frequência de rotação do rotor (0,125 Hz). O segundo pico significativo ocorre na frequência de 0,250 Hz, exatamente o dobro do primeiro, e o terceiro pico ocorre na frequência de 0,375 Hz. Deve-se destacar que os eixos das ordenadas estão em escala logarítmica. Deste modo, as relações entre os picos principal e secundário das amplitudes de vibrações das direções *flapwise* e *edgewise* e do ângulo de ataque são, respectivamente, 4,9, 98 e 4,1. Isso indica que a frequência predominante nesses parâmetros é a de rotação do rotor e que os deslocamentos em *flapwise* e ângulo de ataque possuem vibrações significativas de frequências múltiplas da rotação do rotor. Não houve picos significativos para frequências maiores que 0,4 Hz.

Figura 55 – Espectro de amplitude associado às séries temporais dos deslocamentos nas direções *flapwise* e *edgewise* na ponta da pá e ângulo de ataque em $r/R = 0,75$.



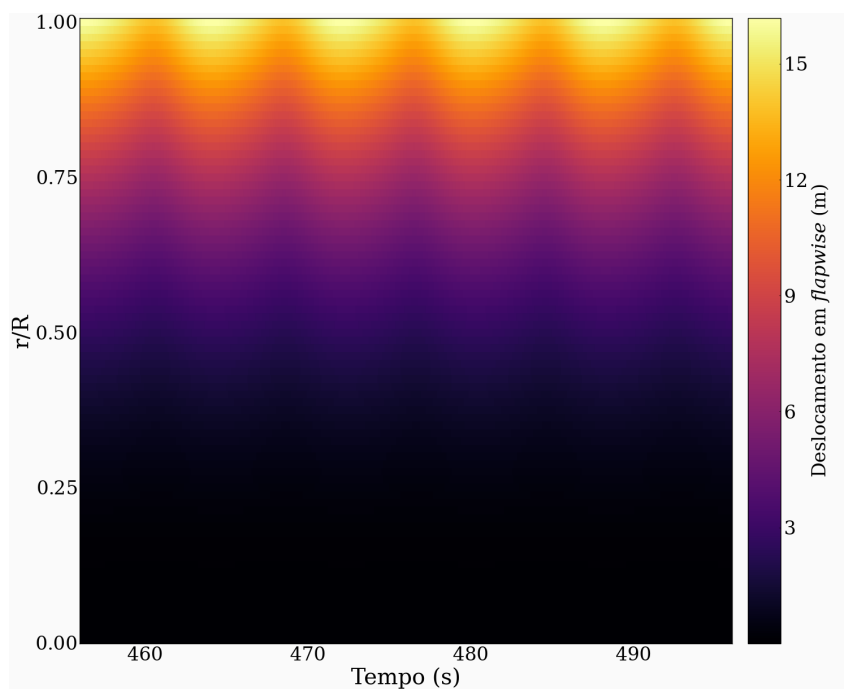
Fonte – Autor.

6.2.2.2.5 Escalogramas

A Figura 56 mostra o deslocamento em *flapwise* ao longo da pá no tempo. Notam-se oscilações pequenas, porém é possível observar que o seu movimento é o primeiro modo de vibrar. A Figura 57 ilustra o escalograma no sentido *edgewise* com o deslocamento máximo de -2,67 m. O sinal negativo indica que a pá está “atrasada” com relação ao movimento de corpo rígido.

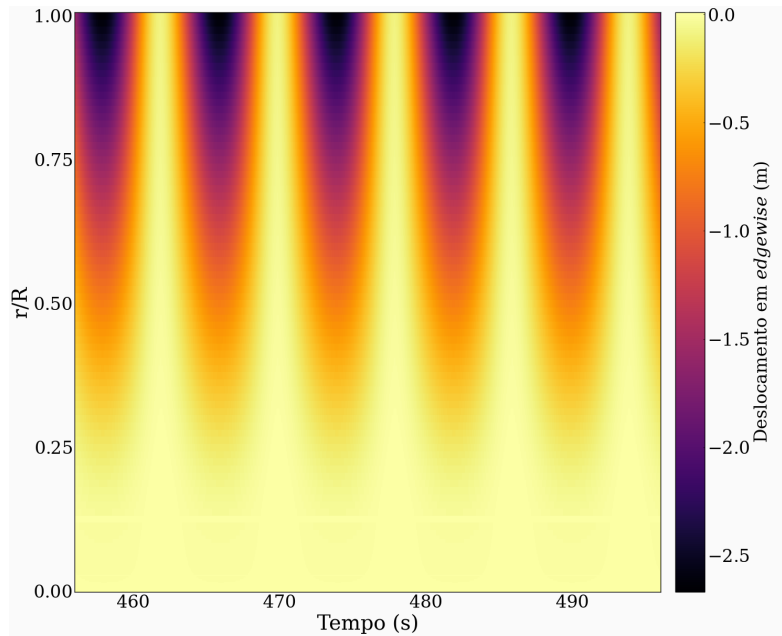
Com o intuito de melhor identificar a relação entre os deslocamentos *flapwise* e *edgewise* com o movimento de rotação, os escalogramas lineares (Figuras 56 e 57) foram transformados em escalogramas polares. Para melhor observar as oscilações no movimento *flapwise*, as médias dos deslocamentos foram subtraídas, gerando a Figura 58. Observa-se que o movimento apresentou regularidade em cada volta, corroborando com a análise do domínio da frequência, onde a oscilação principal foi a frequência de rotação do rotor. O perfil de vento foi o fator preponderante que levou os valores máximos e mínimos das oscilações a ocorrerem próximos aos ângulos de azimute de 0° e 180° . Essas posições correspondem, respectivamente, à máxima e à mínima velocidade incidente de vento na pá. Na Figura 59, observa-se que o deslocamento mínimo ocorreu próximo a 90° .

Figura 56 – Escalograma do deslocamento em *flapwise* da pá.



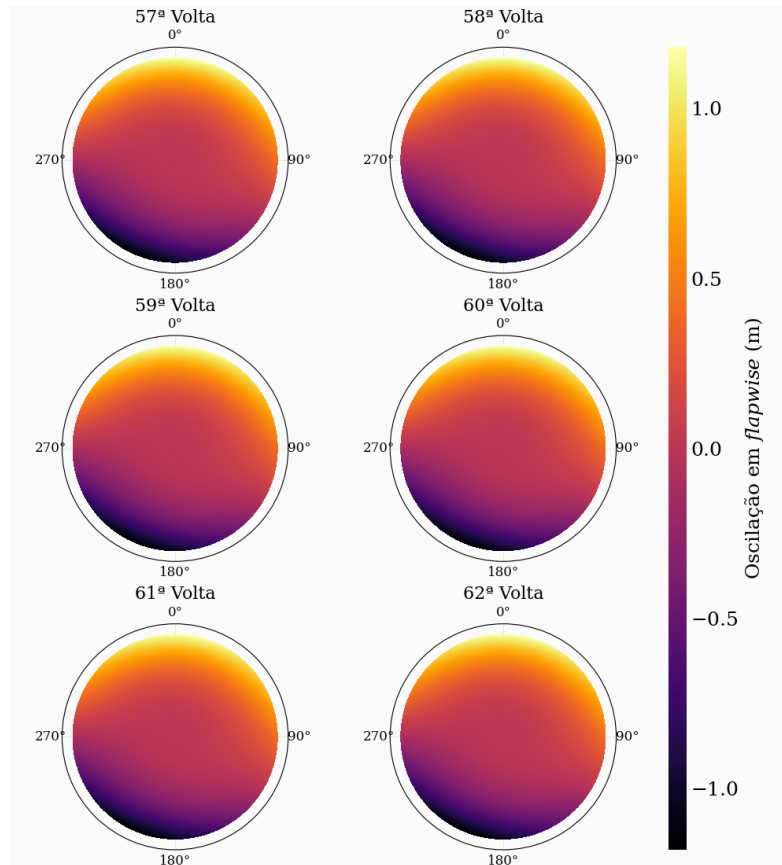
Fonte – Autor.

Figura 57 – Escalograma do deslocamento em *edgewise* da pá.



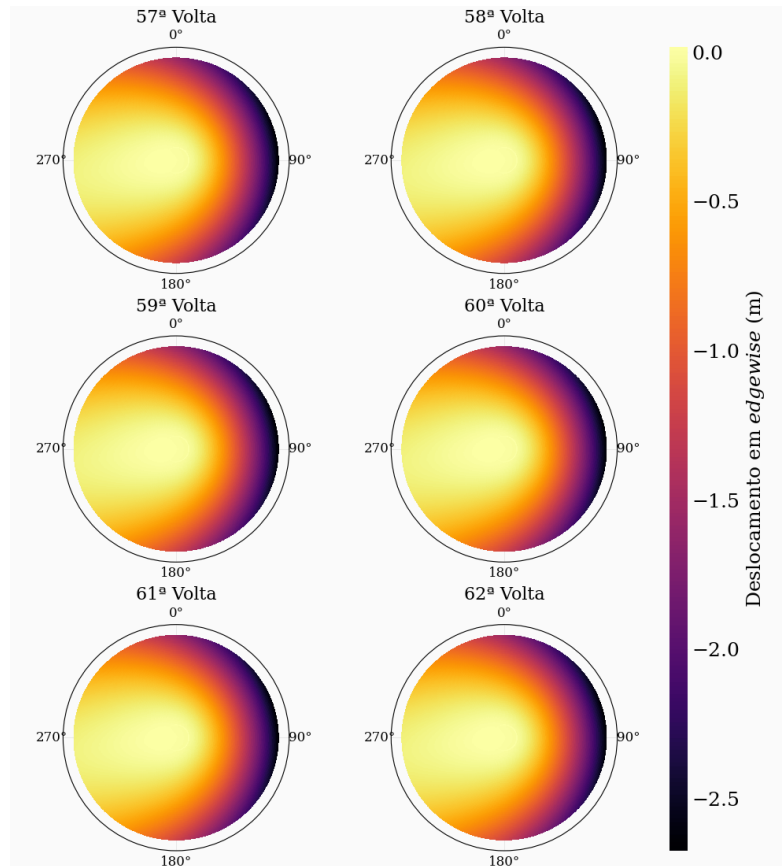
Fonte – Autor.

Figura 58 – Escalograma polar da oscilação em *flapwise* das últimas seis voltas completas da simulação.



Fonte – Autor.

Figura 59 – Escalograma polar da oscilação em *edgewise* das últimas seis voltas completas da simulação.



Fonte – Autor.

6.2.2.3 Influência da rigidez à torção

A fim de facilitar o entendimento referente às simulações foram criadas as nomenclaturas mostradas na Tabela 14. As simulações feitas pelo OpenFAST receberam a letra “F”, enquanto o número após a sigla “RTx” significa o fator que multiplica a rigidez à torção. Por exemplo, as siglas RTx1 são as simulações feitas no Giraffe e a rigidez à torção são originais do projeto IEA 15MW. Já no caso do FRTx1 são as simulações feitas pelo OpenFAST nas mesmas condições do que o RTx1. As siglas PM significam *pitch* modificado, onde uma nova curva de *pitch* em função da velocidade do vento foi sugerida na seção 6.2.2.5. Uma análise da influência da utilização do modelo não estacionário foi feita com o OpenFAST e está descrita na seção 6.2.2.4. No Giraffe não há implementação desse modelo.

Tabela 14 – Nomenclatura nas simulações.

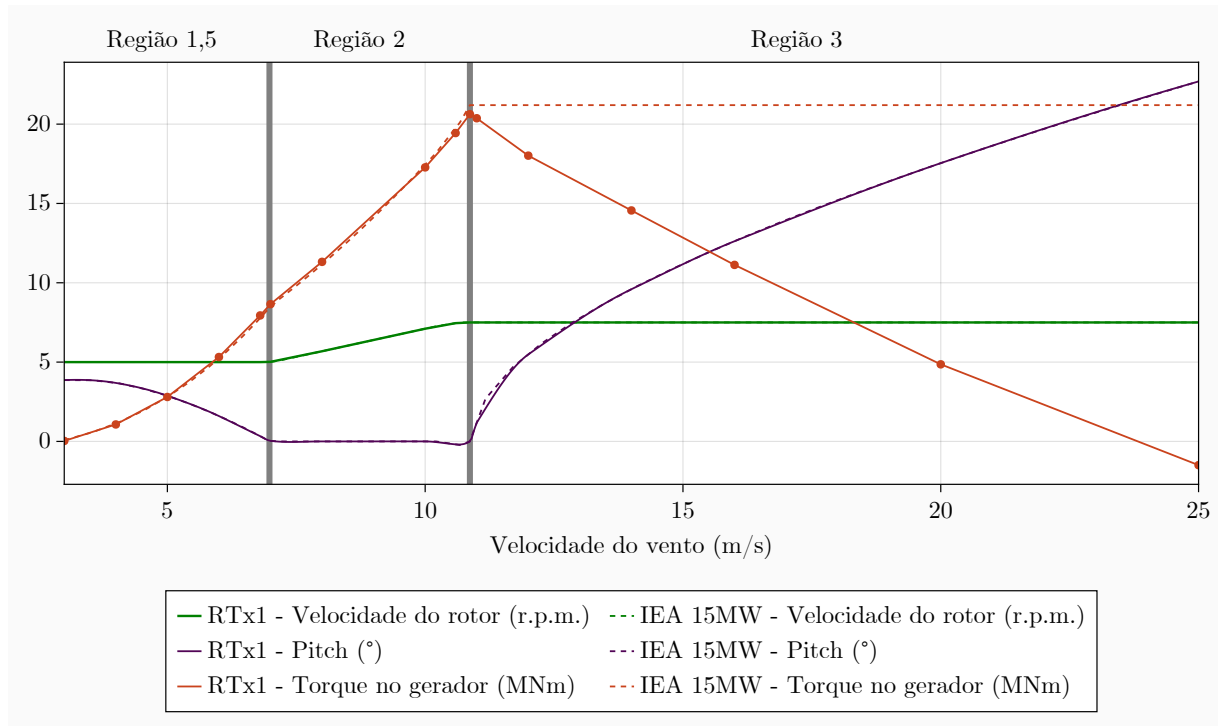
Nomenclatura	Programa	Fator multiplicativo da rigidez à torção	Modelo não estacionário Beddoes-Leishman
RTx1	Giraffe	1	Não
RTx100	Giraffe	100	Não
PM	Giraffe	1	Não
FRTx1	OpenFAST	1	Não
FRTx100	OpenFAST	100	Não
FRTx1-BL	OpenFAST	1	Sim
FRTx100-BL	OpenFAST	100	Sim

Fonte – Autor.

Simulações foram realizadas para as velocidades de vento de 3, 4, 5, 6, 6,8, 7, 8, 10, 10,59, 10,87, 11, 12, 14, 16, 20, 25 m/s considerando a rigidez à torção original (RTx1). Para cada velocidade de vento, o tempo de simulação foi de 100 segundos. O *pitch* e a velocidade do rotor propostos pelo IEA 15MW foram definidos como dados de entrada e constante em cada simulação. Em cada passo da simulação e para cada elemento da pá, calculou-se o ângulo de ataque atualizado, levando em consideração as variações da velocidade do vento devido ao perfil do vento e a posição atualizada do elemento. Após as simulações, foi realizado um pós-processamento dos resultados, excluindo o transiente e avaliando o torque aerodinâmico no gerador, conforme mostrado na Figura 60. Pode-se notar que há uma boa concordância nas regiões 1,5 e 2. No entanto, há uma queda no torque com o aumento da velocidade do vento (Região 3), chegando a um torque negativo, ou seja, a resultante dos momentos aerodinâmicos está no sentido oposto ao da rotação do rotor.

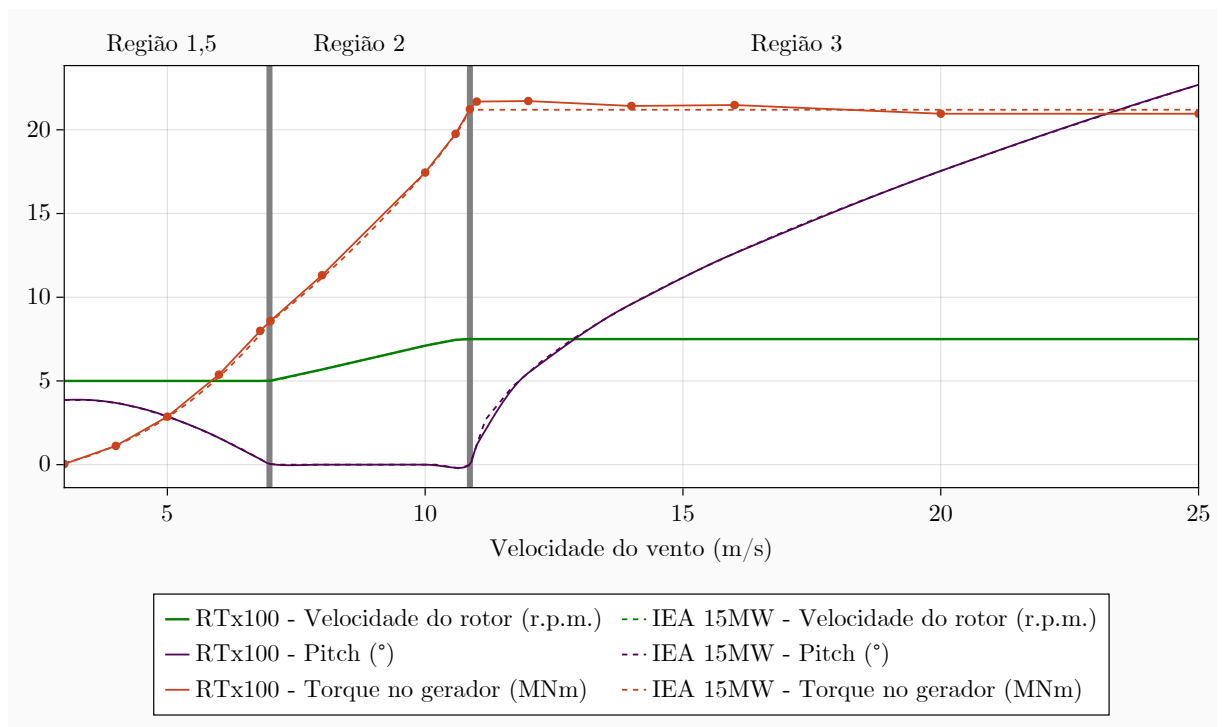
Agora, considerando uma rigidez à torção 100 vezes maior (RTx100) do que a rigidez original (RTx1), novas simulações foram feitas, resultando na Figura 61. Nota-se que o torque aerodinâmico no gerador está próximo ao definido pela IEA 15MW. A Tabela 15 apresenta a variação em porcentagem do torque aerodinâmico no gerador pelo RTx100 e o fornecido pelo projeto IEA 15MW. A maior variação foi para o caso da velocidade de vento de 3 m/s, porém deve-se notar que o valor do torque aerodinâmico, para essa velocidade, é muito pequeno. Para as demais velocidades, a variação é menor que 3%.

Figura 60 – Velocidade do rotor, ângulo de *pitch* e torque no gerador simulado pelo Giraffe e reportado pelo projeto IEA 15MW com rigidez original.



Fonte – Autor.

Figura 61 – Velocidade do rotor, ângulo de *pitch* e torque no gerador simulado pelo Giraffe e reportado pelo projeto IEA 15MW com rigidez amplificada em 100 vezes.



Fonte – Autor.

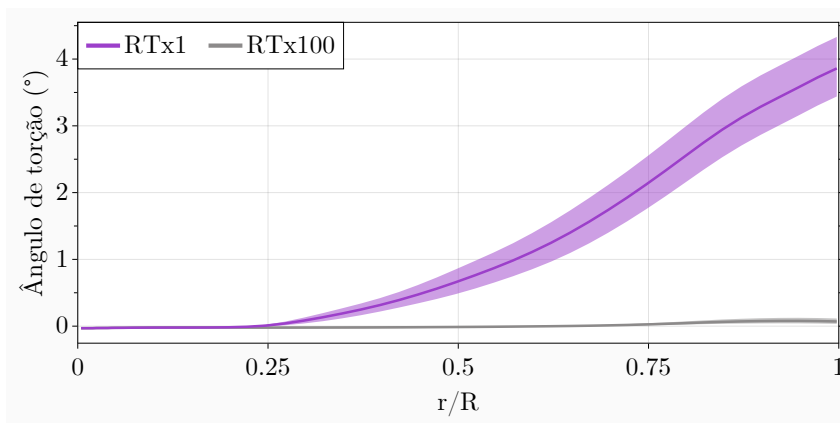
Tabela 15 – Comparação do torque no rotor entre o caso RTx100 e o fornecido pelo projeto IEA 15MW.

Vento (m/s)	Torque no rotor (MNm)		Variação (%)
	RTx100	IEA 15MW	
3	0,04	0,08	-73,7%
4	1,12	1,13	-0,72%
5	2,87	2,81	1,98%
6	5,38	5,24	2,56%
6,8	7,99	7,78	2,65%
7	8,58	8,47	1,33%
8	11,31	11,16	1,38%
10	17,45	17,45	-0,01%
10,59	19,76	19,75	0,05%
10,87	21,24	21,20	0,17%
11	21,69	21,20	2,26%
12	21,72	21,20	2,42%
14	21,42	21,20	1,05%
16	21,48	21,20	1,31%
20	20,96	21,20	-1,14%
25	20,96	21,20	-1,14%

Fonte – Autor.

A imagem na Figura 62 apresenta os ângulos de torção médios, máximos e mínimos dos elementos da pá ao longo do seu comprimento para os casos RTx1 e RTx100 com velocidade de vento de 10,87 m/s. Naturalmente, o caso RTx100 apresenta uma torção baixa, com valores inferiores a $0,1^\circ$, enquanto que no caso RTx1, o ângulo de torção médio na ponta é $3,86^\circ$ com amplitude de $0,45^\circ$. É fundamental destacar que essa ordem de grandeza pode ter um efeito significativo no desempenho da pá, especialmente em ângulos de ataque reduzidos, onde o coeficiente de sustentação é altamente sensível.

Figura 62 – Ângulo de torção ao longo da pá.

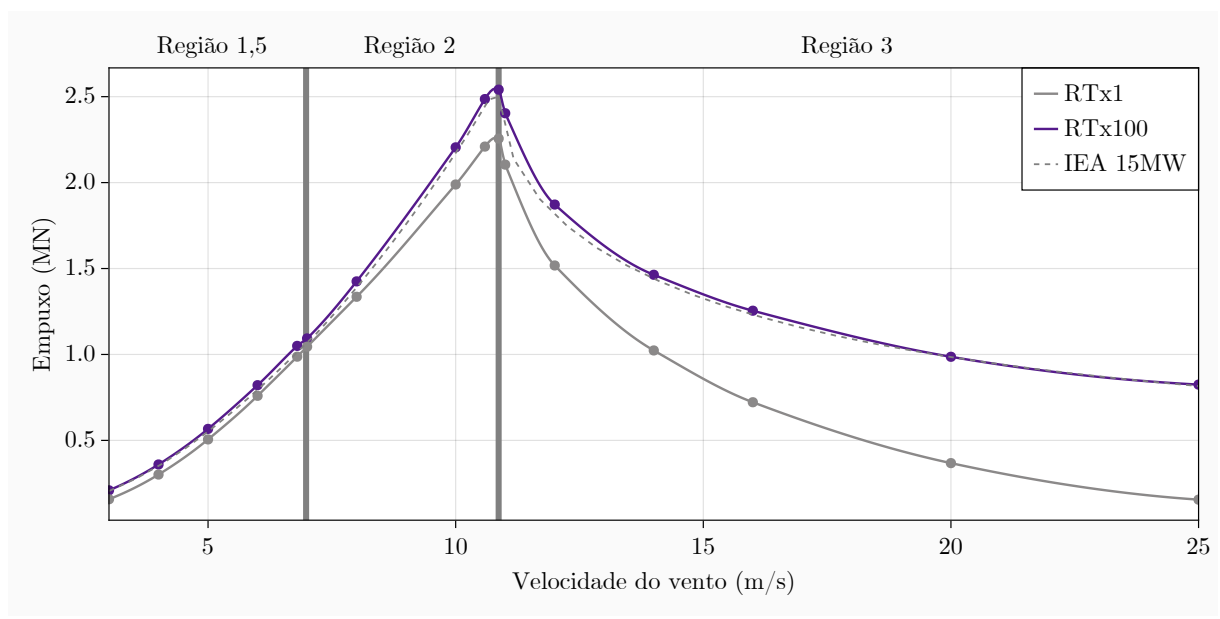


Fonte – Autor.

A força de empuxo também é influenciada pela rigidez à torção como indica a Figura 63. Na Região 1,5 as três curvas se mostram próximas. Já na Região 2 a diferença entre RTx1 com as demais curvas se acentua. O ponto para o qual se obteve o valor maior em ambos os casos foi em 10,87 m/s, onde o RTx1 teve uma diminuição de 11,2% com relação ao RTx100. Na Região 3, se observa uma forte concordância entre o RTx100 e IEA 15MW, enquanto o RTx1 se distancia ainda mais dos demais.

Essa variação do empuxo afeta diretamente o processo de *peak shaving*, uma vez que a região a ser “cortada” é menor. Além disso, quando há valores reduzidos de empuxo, como no caso RTx1, as variações no ângulo de *pitch* tendem a ser menos significativas, exercendo menor influência na curva de torque do rotor e resultando em menos prejuízos na geração de energia.

Figura 63 – Empuxo aerodinâmico no rotor para os casos: RTx1, RTx100 e IEA 15MW.

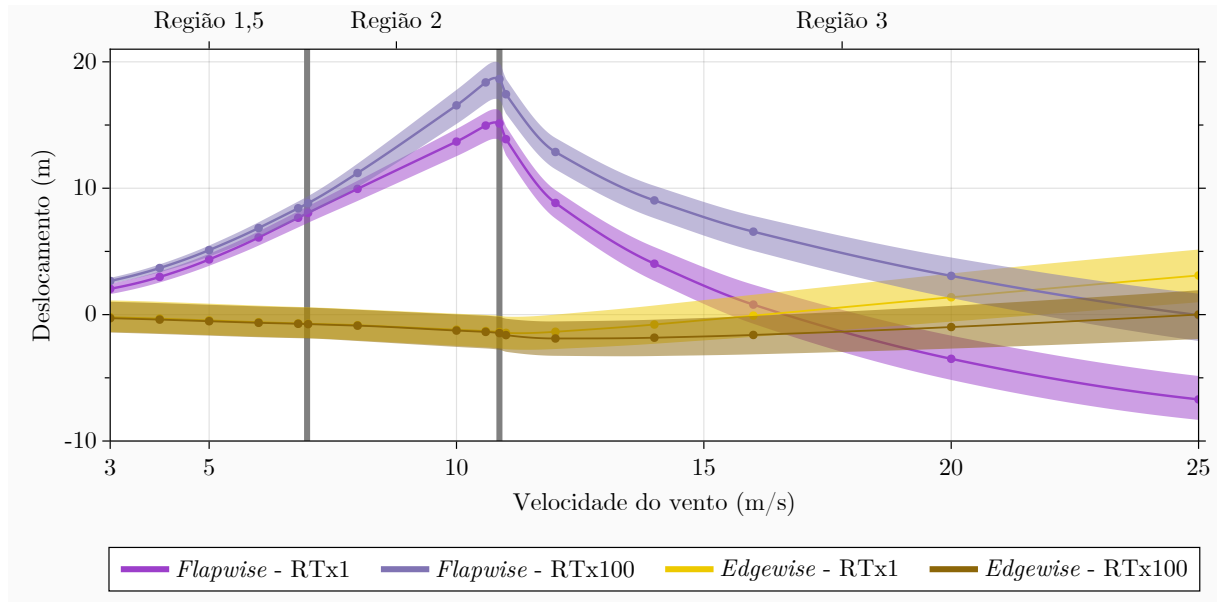


Fonte – Autor.

A Figura 64 mostra os deslocamentos médios (representados por linhas) e os valores máximos e mínimos (representados pelos limites das faixas coloridas) em *flapwise* e em *edgewise* para os respectivos ventos em regime permanente. É notório que o maior deslocamento em *flapwise* ocorre em torno da velocidade do vento nominal. No caso RTx1, o deslocamento médio em *flapwise* no pico foi de 15,12 m e no caso do RTx100 foi 18,64 m, isto é, uma redução de 18,9%. É peculiar notar que para velocidades de ventos maiores que em cerca de 17 m/s (no caso RTx1) o deslocamento em *flapwise* é negativo, ou seja, as pás estão se deslocando de modo a se afastarem da torre. Referente ao deslocamento

em *edgewise*, a única região que apresentou variação significativa foi na Região 3, na qual o caso RTx1 obteve deslocamentos médios maiores, comportamento o inverso ao *flapwise*.

Figura 64 – Deslocamentos em *flapwise* e *edgewise* para os casos RTx100 e RTx1.

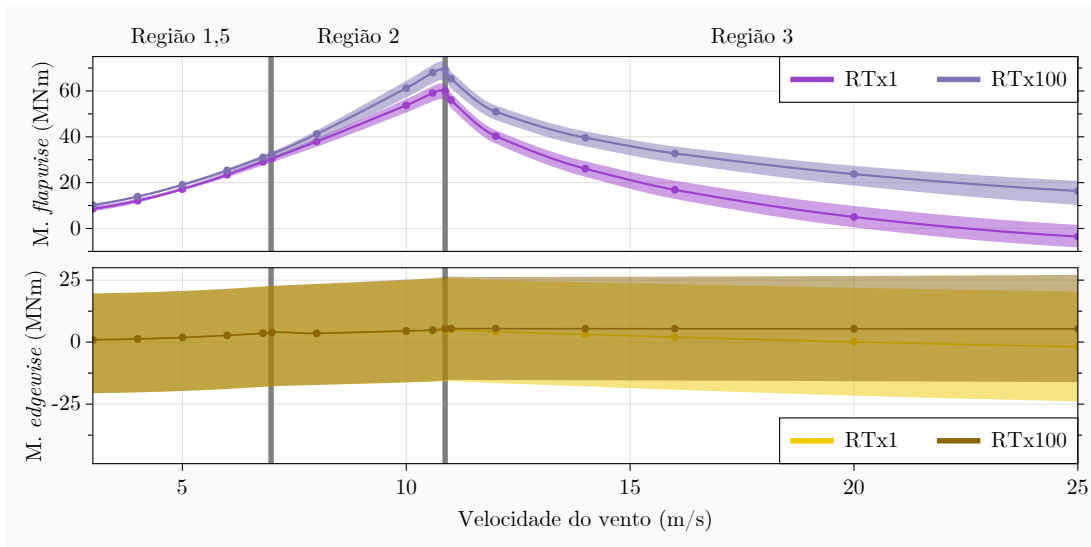


Fonte – Autor.

Agora, utilizando o mesmo conceito de demonstração dos valores médios, mínimos e máximos, os momentos que induzem as curvaturas nas direções *flapwise* e *edgewise* na base da pá para os casos RTx1 e RTx100 estão ilustrados na Figura 65. Comparando-os, o RTx1 obteve uma redução de 13,3% na média do momento que induz a curvatura em *flapwise* para velocidade de vento nominal. Com relação ao momento que induz a curvatura em *edgewise*, a Região 3, foi, novamente, a única que obteve um comportamento diferente entre os casos, onde o RTx1 tende a uma média nula, enquanto que no caso RTx100 há um aumento na média com o aumento da velocidade do vento. Entretanto, em ambos os casos e em todas as velocidades de vento, as amplitudes de oscilação foram aproximadamente 20 MNm.

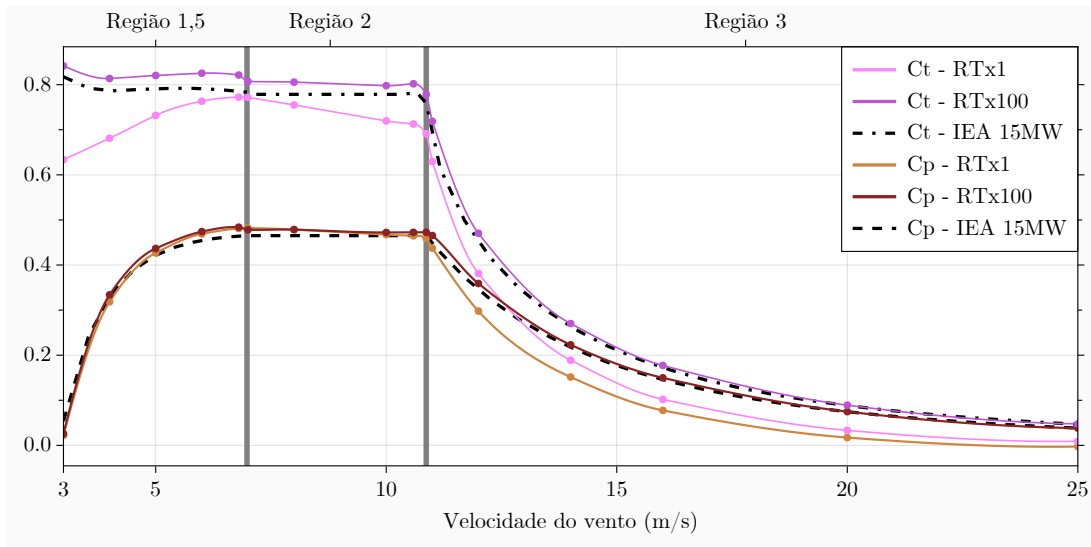
A Figura 66 traz um comparativo entre os coeficientes de potência (C_p) e de empuxo (C_t) obtidos a partir das simulações feitas no Giraffe com o fornecido pela IEA 15MW. A curva do coeficiente de empuxo no caso RTx100, nas regiões 1,5 e 2, resultou em um comportamento similar ao IEA 15MW, porém com valores um pouco maiores (em torno de 0,02). Na Região 3, houve uma boa concordância. No caso RTx1 o comportamento da curva do coeficiente de empuxo previsto pelo Giraffe difere ao reportado pela IEA 15MW.

Figura 65 – Momentos na base da pá nas direções que geram o deslocamento em *flapwise* e *edgewise* para os casos RTx100 e RTx1.



Fonte – Autor.

Figura 66 – Coeficientes de potência e de empuxo para os casos: RTx100, RTx1 e IEA 15MW.



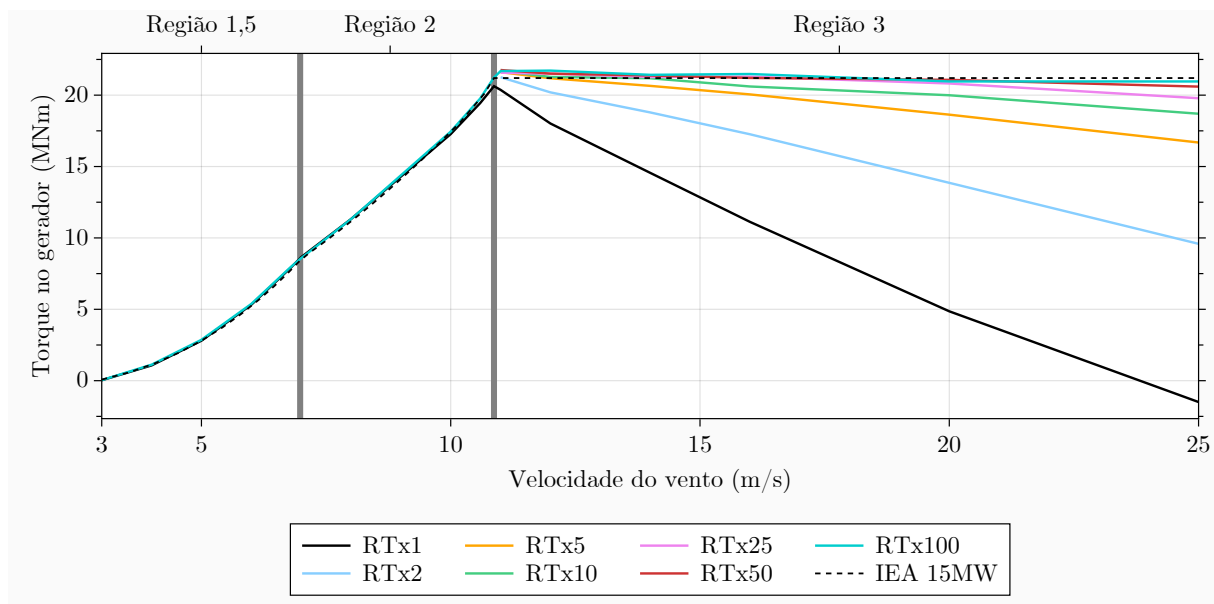
Fonte – Autor.

Referente ao coeficiente de potência, ambos os casos tiveram valores próximos ao IEA 15MW nas Regiões 1,5 e 2, entretanto, na Região 3, o RTx1 obteve um coeficiente de potência bem mais baixo do que os demais. Esse comportamento é esperado, pois a Figura 60 aponta uma queda brusca do torque aerodinâmico aplicado no rotor na Região 3.

6.2.2.3.1 Valores intermediários de torção

A fim de analisar o impacto que a rigidez à torção causa no torque aerodinâmico, outras simulações foram feitas no Giraffe multiplicando a rigidez à torção por valores de 2, 5, 10, 20, 25, 50. Dado que apenas a Região 3 obteve valores do torque aerodinâmico no gerador significativamente diferentes, essas novas simulações foram feitas para velocidade de vento de 11 a 25 m/s. Os resultados estão ilustrados na Figura 67. Pode ser observado que a partir do fator multiplicativo de 25 (caso RTx25) há uma boa aderência com o caso RTx100.

Figura 67 – Torque aerodinâmico no gerador utilizando valores multiplicativos da rigidez à torção de x1 a x100 usando o Giraffe.



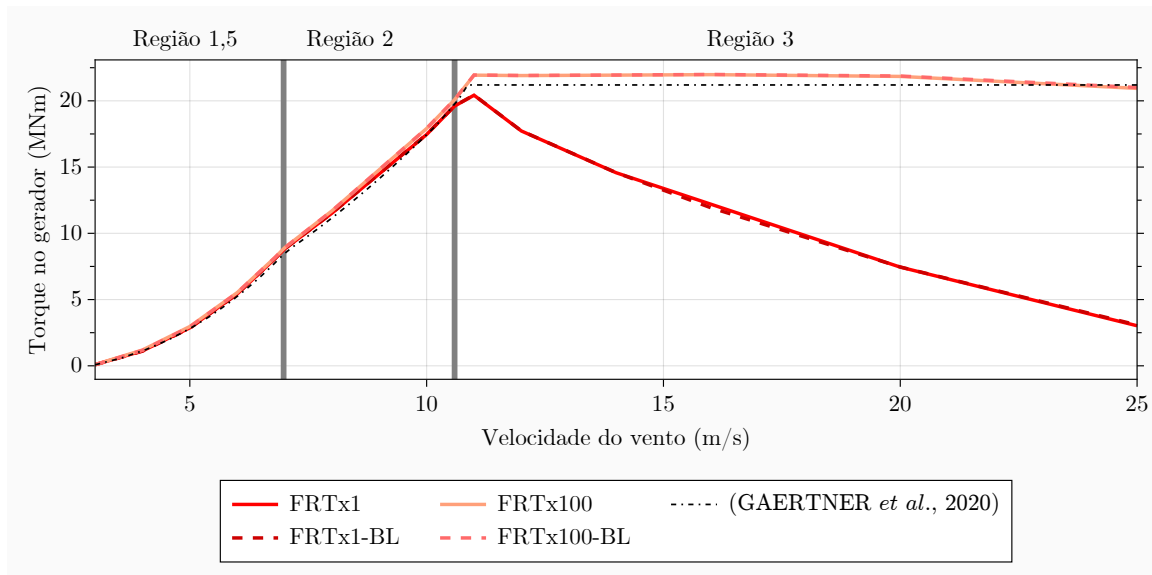
Fonte – Autor.

6.2.2.4 Influência dos carregamentos aerodinâmicos não-estacionários

Até agora, todas as simulações consideraram os carregamentos aerodinâmicos em estado estacionário. Com o intuito de observar a validade dessa teoria nas simulações anteriores, foram feitas simulações no OpenFAST utilizando o modelo não estacionário de Beddoes-Leishman (BL) nos mesmos cenários que a seção 6.2.2.3. Este modelo considera as variações dos coeficientes aerodinâmicos associados à variação não-estacionária do ângulo de ataque (para maiores detalhes ver em Damiani e Hayman (2019)). Pode-se observar pela Figura 68 que, independentemente da rigidez à torção, o modelo de estol dinâmico

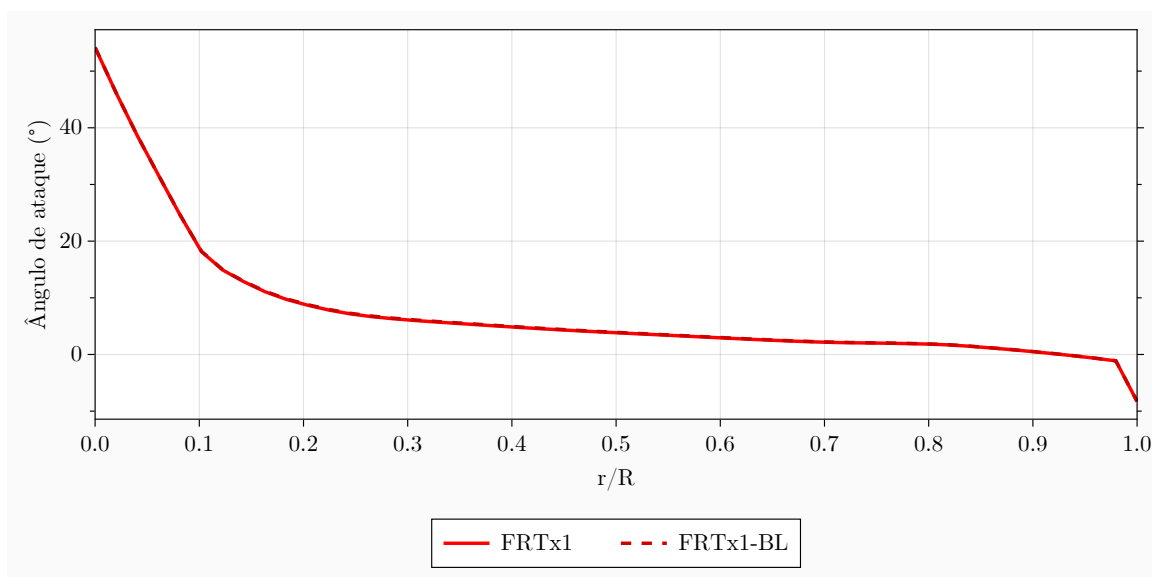
obteve resultados próximos aos resultados que utilizaram a teoria estacionária. A Figura 69 mostra um exemplo dos ângulos de ataque dos elementos ao longo do comprimento da pá, constata-se que a grande parte da pá apresenta ângulos relativamente pequenos (inferiores a cerca de 10°), onde o escoamento ao redor do aerofólio é anexado.

Figura 68 – Torque aerodinâmico no gerador obtido pelo OpenFAST variando a rigidez à torção e a utilização do modelo estacionário BL em comparação ao IEA 15MW.



Fonte – Autor.

Figura 69 – Ângulos de ataque ao longo do comprimento da pá para os casos estacionário em não-estacionário.



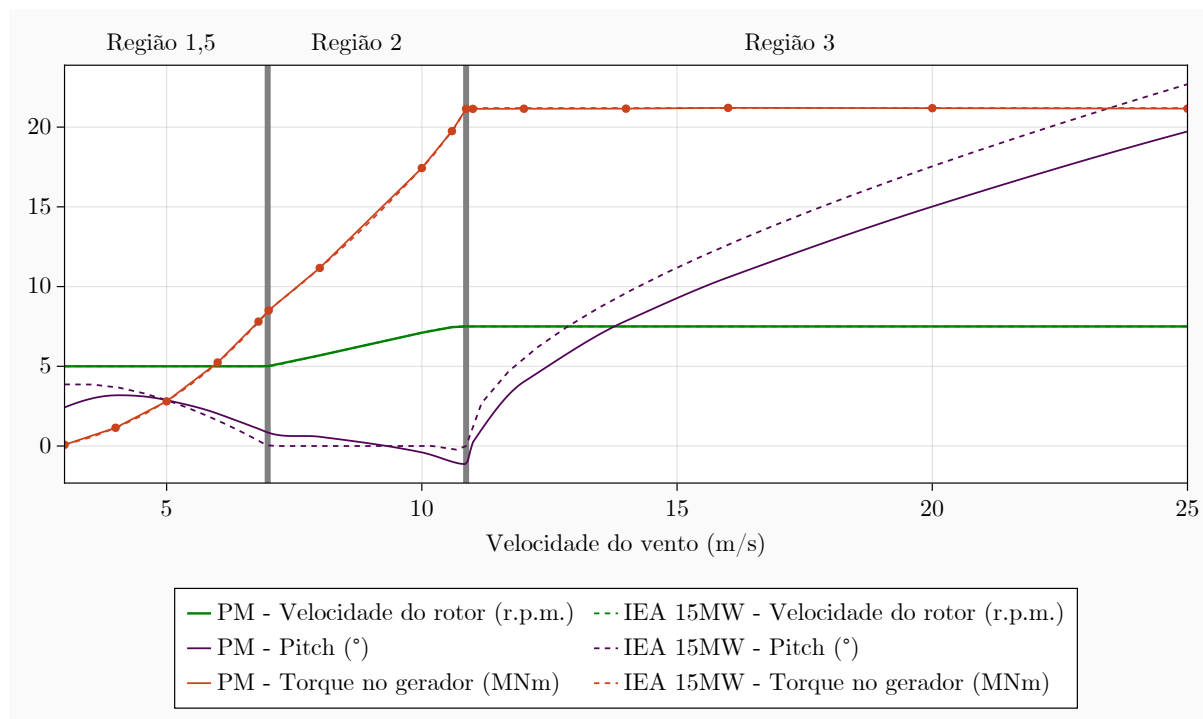
Fonte – Autor.

6.2.2.5 Mudança da curva de *pitch*

Devido à grande diferença do torque aerodinâmico determinado pela IEA 15MW em comparação com o caso RTx1, principalmente na Região 3, a curva dos ângulos de *pitch* em função da velocidade do vento foi modificada. Esse novo caso foi chamado de PM (*pitch* modificado), e o processo se deu iterativamente da seguinte forma: com um aumento do ângulo de *pitch*, ocorre uma diminuição do torque aerodinâmico no rotor. Desta forma, para cada velocidade de vento e ângulo de *pitch*, observava-se o torque aerodinâmico, e uma nova simulação era feita ajustando o ângulo de *pitch*. Diversas simulações foram realizadas para cada velocidade de vento até se obter o valor de torque aerodinâmico próximo ao prescrito pela IEA 15MW. A curva do torque e os valores do ângulo de *pitch* são mostrados, respectivamente, na Figura 70 e na Tabela 16.

A Figura 71 apresenta os ângulos de torção dos elementos ao longo do comprimento da pá, obtidos a partir da simulação com velocidade de vento de 10,87 m/s. Na ponta da pá, a média do ângulo de torção foi de 4,04° e a amplitude foi de 0,54°, valores que se aproximam do caso RTx1, em que a média foi de 3,86° e a amplitude de 0,45°.

Figura 70 – Torque aerodinâmico no gerador obtidos por simulações utilizando a rigidez à torção original e ângulos *pitch* modificado (PM).

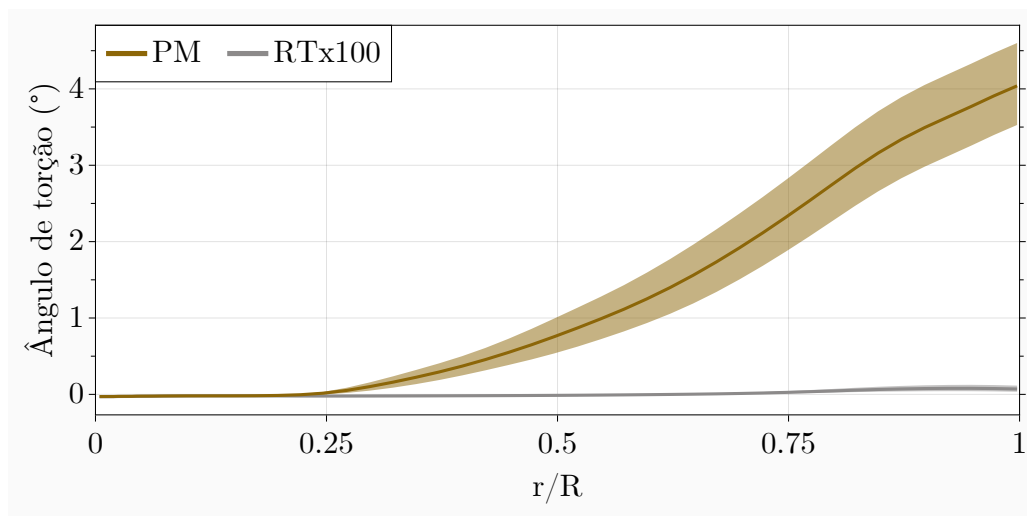


Fonte – Autor.

Tabela 16 – Ângulos de *pitch* utilizados nas simulações.

Vento (m/s)	Ângulo de <i>pitch</i> (°)
3,0	2,42
4,0	3,18
5,0	2,88
6,0	2,03
6,8	1,57
7,0	0,83
8,0	0,58
10,0	-0,4
10,59	-0,98
10,87	-1,13
11,0	0,23
12,0	4,03
14,0	7,84
16,0	10,58
20,0	15,02
25,0	19,73

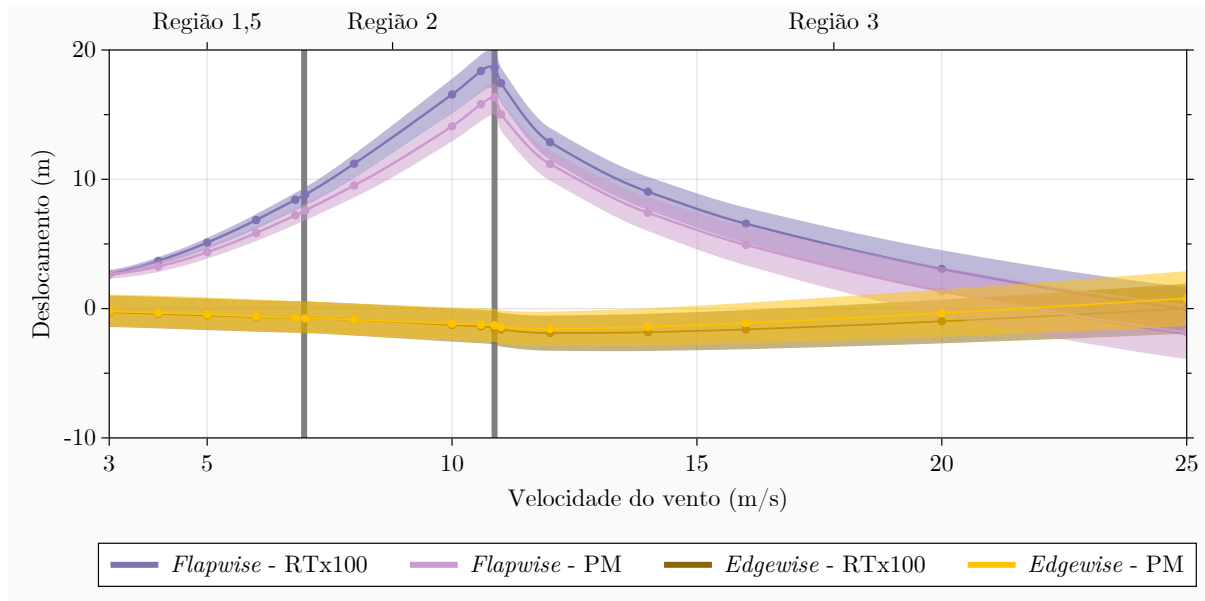
Figura 71 – Ângulo de torção ao longo da pá.



Fonte – Autor.

A Figura 72 ilustra os deslocamentos em *flapwise* e *edgewise* dos casos *pitch* modificado (PM) e RTx100. No caso PM, também obteve-se o maior deslocamento em *flapwise* na velocidade de 10,87 m/s. No entanto, a média do deslocamento em *flapwise* no caso RTx100 é de 18,64 m, enquanto que para o caso PM foi de 16,34 m, representando uma redução de 12,3% no deslocamento. Já no caso do *edgewise*, a Região 3 apresentou maior diferença, especialmente para vento de 25 m/s, onde a média do deslocamento variou em 0,80 m.

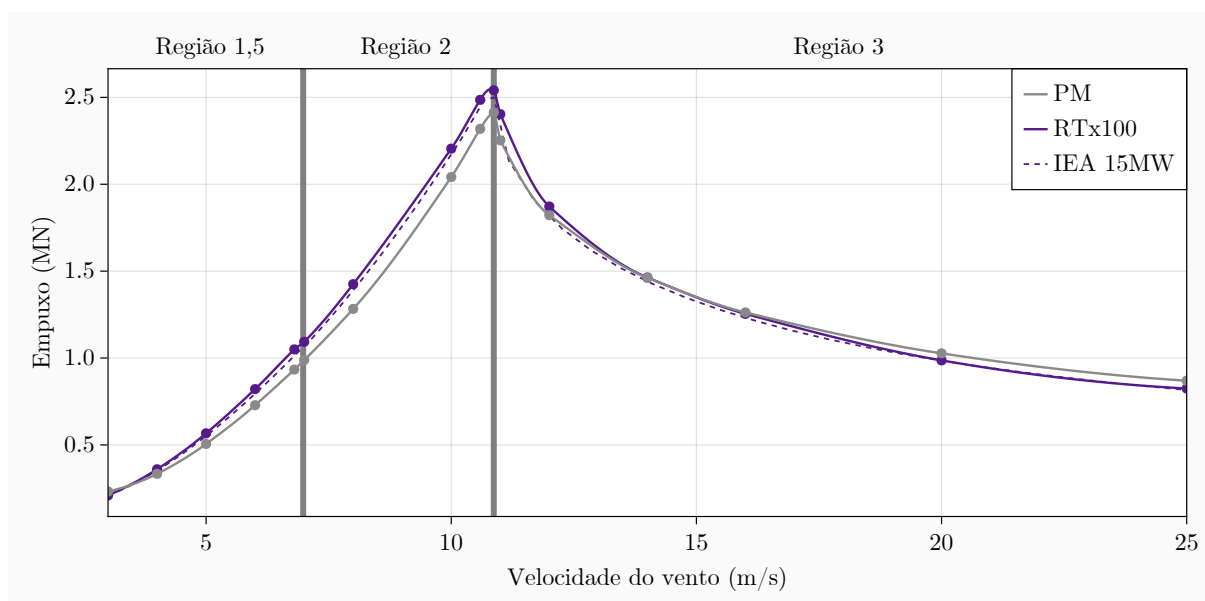
Figura 72 – Deslocamentos em *flapwise* e *edgewise* para os casos: RTx100 e PM.



Fonte – Autor.

A imagem representada na Figura 73 apresenta uma comparação entre a força de empuxo nos casos PM e RTx100. É possível observar que o caso PM apresentou um carregamento menor para quase todas as velocidades de vento. Analisando especificamente os valores obtidos para a velocidade de vento de 10,87 m/s, o caso RTx100 resultou em um empuxo de 2,54 MN, enquanto que o caso PM apresentou um empuxo de 2,41 MN, representando uma redução de 5,0%. É interessante destacar que essa redução é menor do que a observada no caso RTx1 (como mencionado na seção 6.2.2.3), que foi de 11,2%.

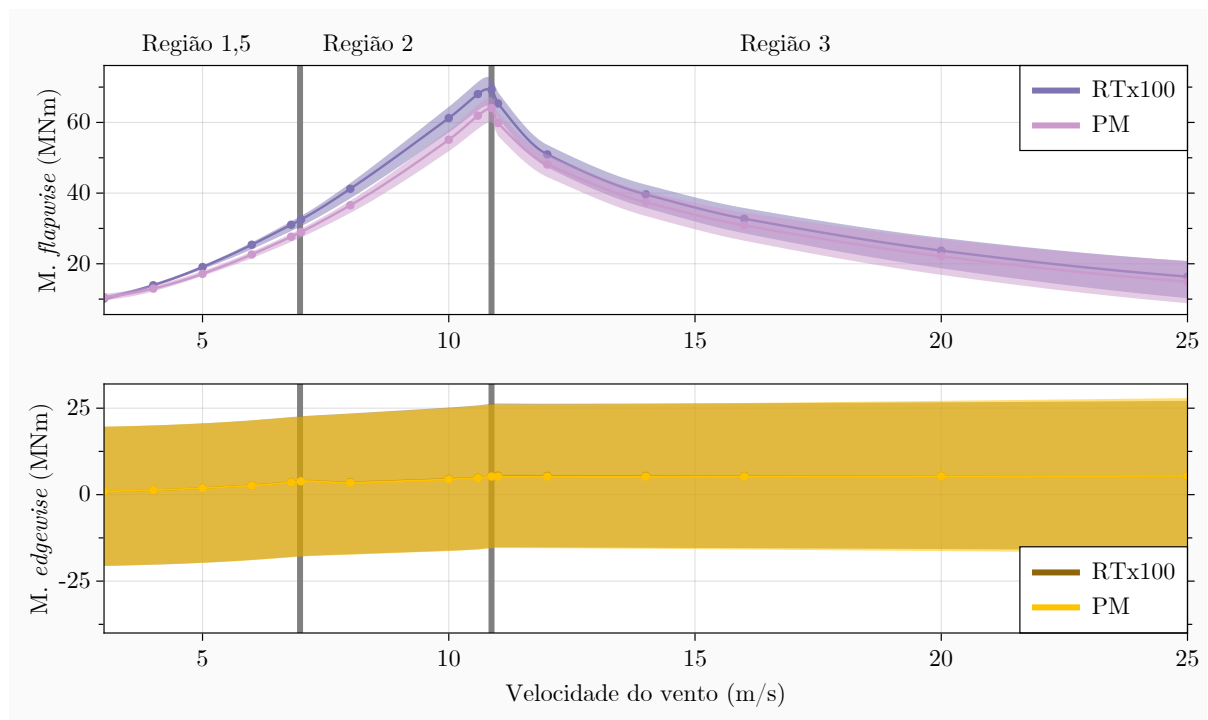
Figura 73 – Força de empuxo para os casos: RTx100 e PM.



Fonte – Autor.

A Figura 74 apresenta os momentos na base da pá que induzem a curvaturas *flapwise* e *edgewise*. É possível observar a redução das médias dos momentos que geram a curvatura em *flapwise* para todas as velocidades de vento. Avaliando-se os picos (vento nominal) das médias dos momentos em *flapwise*, o caso PM resultou em 64,08 MNm ao passo que o caso RTx100 resultou em 69,26 MNm, redução de 7,5%. Com relação ao *edgewise*, ambos os casos obtiveram respostas próximas.

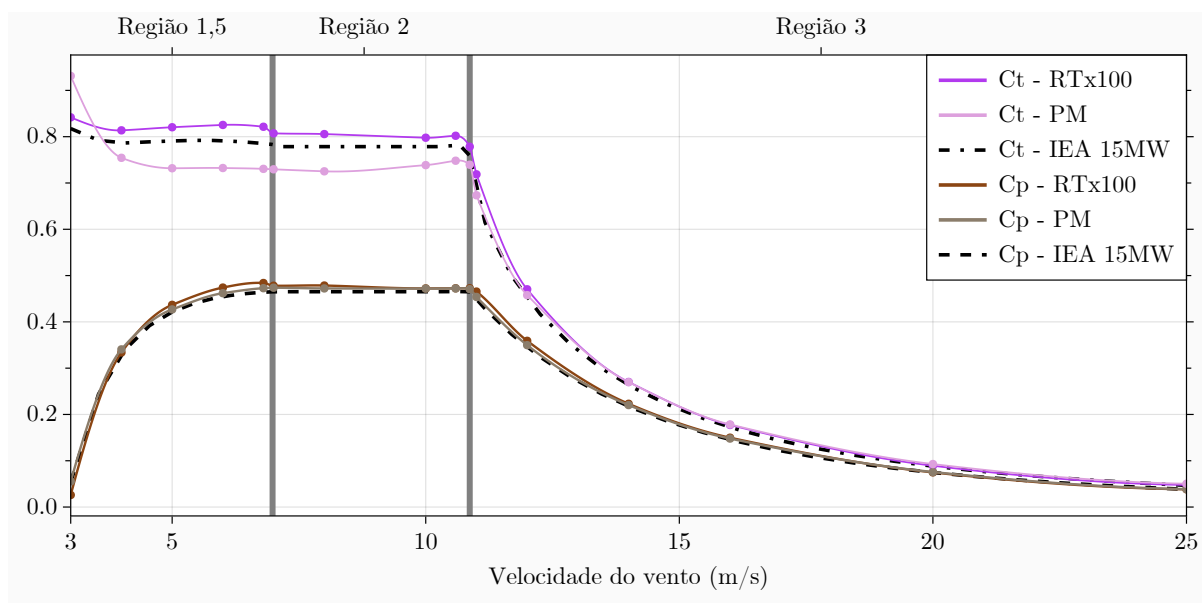
Figura 74 – Momentos que induzem a curvatura em *flapwise* e *edgewise* para os casos: RTx100 e PM.



Fonte – Autor.

As curvas dos coeficientes aerodinâmicos do caso PM são apresentadas na Figura 75. Como referências, também são ilustrados os resultados do caso RTx100 e as curvas fornecidas pela IEA 15MW. Nota-se que o coeficiente de empuxo para o caso PM foi mais baixo do que o previsto pela IEA 15MW nas Regiões 1,5 e 2, exceto para a velocidade do vento de 3 m/s. Quanto ao coeficiente de potência, o caso PM foi aderente com a curva proposta pela IEA 15MW, uma vez que o C_p está diretamente relacionado com o torque aerodinâmico gerado.

Figura 75 – Coeficientes de potência e de empuxo para os casos: RTx100 e PM.



Fonte – Autor.

7 Conclusões

Neste trabalho, foi realizado um estudo de pás com perfil NACA0018 e do rotor da turbina IEA 15MW sob o aspecto aeroelástico. Os resultados das simulações dinâmicas no domínio do tempo com o perfil NACA0018 mostraram boa concordância entre os programas Giraffe, OpenFAST e HAWC2 para cargas aplicadas dinamicamente, mesmo em casos com grandes deslocamentos. Nos casos em que houve rotação da pá e incidência de vento, os deslocamentos em *flapwise* dos três programas demonstraram coerência, o que evidencia a capacidade do *software* Giraffe em realizar simulações aeroelásticas.

Também foram realizados pós-processamentos do domínio da frequência por meio da Transformada de Fourier Discreta (calculada via clássico algoritmo FFT), e os resultados obtidos pelos três programas foram similares. Foi observado que o movimento de rotação da pá influenciou significativamente na frequência natural do primeiro modo de vibração. Outros pós-processamentos foram elaborados, como os escalogramas linear e polar, que permitiram visualizar que o primeiro modo de vibração foi o movimento predominante.

O rotor da turbina de referência IEA 15MW foi submetido a diversas simulações dinâmicas para diversos cenários de velocidade de vento. Nelas, não se considerou o efeito do controlador; as velocidades de rotação e ângulos de *pitch* das pás foram prescritas. Nessas condições, também foram realizadas simulações utilizando um modelo aerodinâmico não-estacionário que apresentou resultados muito próximos ao modelo aerodinâmico estacionário.

Pôde-se observar que foi nas condições de velocidade nominal do vento, o empuxo, deslocamento e o momento em *flapwise* tiveram valores máximos. Nesta velocidade, os deslocamentos em *flapwise* e *edgewise* apresentaram oscilações predominantemente na frequência de rotação do rotor, com valores equiparáveis à forma do primeiro modo de vibração em ambas as direções. Apesar de oscilarem na mesma frequência, esses deslocamentos atingiram seus valores máximos em ângulos de azimute diferentes. Os resultados obtidos entre os programas Giraffe e o OpenFAST tiveram boa concordância quanto aos deslocamentos *edgewise* e esforços solicitantes da base da pá avaliada. Entretanto, o deslocamento *flapwise* e alguns parâmetros aerodinâmicos, como ângulo de ataque, apresentaram amplitudes diferentes, possivelmente devido a diferentes teorias de amortecimento utilizadas nos programas.

A influência da rigidez à torção das pás da turbina de referência IEA 15MW foi analisada. Dois conjuntos de simulações foram efetuados, um considerando a rigidez à torção original e outro considerando uma rigidez à torção amplificada. Ao comparar os resultados, verificou-se que a rigidez à torção original obteve reduções de 11,2%, 18,9% e 13,3%, respectivamente, dos picos de empuxo no rotor, deslocamento médio da ponta da pá na direção *flapwise* e momento médio na base que induz a curvatura *flapwise*. Também foi possível notar uma grande queda do torque aerodinâmico na Região 3 quando considerado a simulação rigidez à torção original. Assim, fica evidente a importância de levar em conta a deformação por torção ao definir as curvas de operação da turbina, uma vez que isso afeta diretamente o torque aerodinâmico e, portanto, a energia gerada. Além disso, o processo de *peak shaving* também é afetado, já que ao considerar a torção amplificada, pode haver uma correção excessiva, dado que a região de corte e os valores de empuxo são menores. Com relação ao movimento em *edgewise*, a Região 3 apresentou a maior diferença na média dos deslocamentos, entretanto a amplitude de oscilação não foi significativamente afetada.

Devido à queda drástica no torque aerodinâmico na Região 3 quando considerada a rigidez à torção original, uma mudança na curva do *pitch* foi proposta de modo que o torque aerodinâmico seja o mesmo que o previsto no projeto IEA 15MW. Assim, os picos de empuxo no rotor, deslocamento médio da ponta da pá na direção *flapwise* e momento médio na base que induz a curvatura *flapwise*, foram reduzidos em 5,0%, 12,3% e 7,5%, respectivamente em comparação com os resultados considerando rigidez à torção amplificada.

A rigidez à torção se demonstrou influente na dinâmica do rotor, o que sugere que novos estudos poderiam ser realizados considerando a atuação do controlador. Deste modo, será possível relacionar a velocidade de rotação do rotor com o torque aerodinâmico, sendo este recurso relevante principalmente nas Regiões 1,5 e 2, levando, possivelmente, a otimização dessas regiões. Além disso, estudos complementares que considerem ventos turbulentos podem ser conduzidos.

Referências

- ABBAS, N. J.; ZALKIND, D. S.; PAO, L.; WRIGHT, A. A reference open-source controller for fixed and floating offshore wind turbines. *Wind Energy Science*, v. 7, n. 1, p. 53–73, 2022. Disponível em: <https://wes.copernicus.org/articles/7/53/2022/>. Citado 2 vezes nas páginas 18 e 52.
- ABEEÓLICA. *Infovento 28*. [S.l.], 2022. Citado 2 vezes nas páginas 15 e 16.
- AHRENS, J. P.; GEVECI, B.; LAW, C. C. Paraview: An end-user tool for large-data visualization. In: *The Visualization Handbook*. [S.l.: s.n.], 2005. Citado na página 65.
- ALLEN, C.; VISELLI, A.; DAGHER, H.; GOUPEE, A.; GAERTNER, E.; ABBAS, N.; HALL, M.; BARTER, G. *Definition of the UMaine VoltturnUS-S Reference Platform Developed for the IEA Wind 15-Megawatt Offshore Reference Wind Turbine*. [S.l.], 2020. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/76773.pdf>. Citado na página 54.
- ANDERSON, C. *Wind Turbines: Theory and Practice*. [S.l.]: Cambridge University Press, 2020. Citado na página 26.
- ANDERSON, J. D. *Fundamentals of aerodynamics*. 6th. ed. [S.l.]: McGraw-Hill, 2017. Hardcover. Citado na página 35.
- BERTAGNOLIO, F.; SØRENSEN, N.; JOHANSEN, J.; FUGLSANG, P. *Wind turbine airfoil catalogue*. [S.l.: s.n.], 2001. (Denmark. Forskningscenter Risoe. Risoe-R, 1280(EN)). ISBN 87-550-2910-8. Citado na página 53.
- BETZ, A. Schraubenpropeller mit geringstem energieverlust. mit einem zusatz von l. prandtl. *Nachrichten von der Gesellschaft der Wissenschaften zu Göttingen, Mathematisch-Physikalische Klasse*, v. 1919, p. 193–217, 1919. Disponível em: <http://eudml.org/doc/59049>. Citado na página 31.
- BEZANSON, J.; EDELMAN, A.; KARPINSKI, S.; SHAH, V. B. Julia: A fresh approach to numerical computing. *SIAM Review*, v. 59, n. 1, p. 65–98, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1137/141000671>. Citado na página 65.
- BIR, G. S. User’s guide to precomp (pre-processor for computing composite blade properties). 1 2006. Disponível em: <https://www.osti.gov/biblio/876556>. Citado na página 55.
- BITSCHKE, R. Airfoil2becas: A preprocessor for the cross-section analysis software becas. *Technical University of Denmark*, 2012. Citado na página 28.
- BLASQUES, J. P.; BITSCHKE, R. D.; FEDOROV, V.; LAZAROV, B. S. Accuracy of an efficient framework for structural analysis of wind turbine blades. *Wind Energy*, v. 19, n. 9, p. 1603–1621, 2016. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/we.1939>. Citado na página 28.
- BLEVINS, R. *Flow-induced Vibration*. Krieger Publishing Company, 2001. ISBN 9781575241838. Disponível em: <https://books.google.com.br/books?id=Wzo8PgAACAAJ>. Citado 4 vezes nas páginas 20, 35, 36 e 37.
- BP. *Statistical Review of World Energy - 2022*. [S.l.], 2022. Citado na página 15.

BRANNER, K.; BLASQUES, J.; KIM, T. n. F. V.; BERRING, P.; BITSCHKE, R.; BERGGREEN, C. *Anisotropic beam model for analysis and design of passive controlled wind turbine blades*. [S.l.], 2012. Citado 2 vezes nas páginas 28 e 55.

Buhl Jr, M. L. *New empirical relationship between thrust coefficient and induction factor for the turbulent windmill state*. [S.l.], 2004. Citado 5 vezes nas páginas 7, 25, 31, 45 e 46.

CAMPELLO, E.; PIMENTA, P. Geometrically nonlinear analysis of thin-walled space frames. In: *Proceedings of the Second European Conference on Computational Mechanics (II ECCM)*. Cracow. [S.l.: s.n.], 2001. Citado na página 61.

CAMPELLO, E. d. M. B. *Análise não-linear de perfis metálicos conformados a frio*. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, 2000. Citado 2 vezes nas páginas 57 e 61.

CAMPELLO, E. M.; LAGO, L. B. Effect of higher order constitutive terms on the elastic buckling of thin-walled rods. *Thin-Walled Structures*, v. 77, p. 8–16, 2014. ISSN 0263-8231. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S026382311300284X>. Citado na página 57.

CETRINI, A.; CIANETTI, F.; CASTELLANI, F.; ASTOLFI, D. Dynamic modeling of wind turbines. how to model flexibility into multibody modelling. *Procedia Structural Integrity*, v. 12, p. 87–101, 2018. ISSN 2452-3216. AIAS 2018 international conference on stress analysis. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S245232161830218X>. Citado na página 27.

CHEN, B.; ZHANG, Z.; HUA, X.; NIELSEN, S.; BASU, B. Enhancement of flutter stability in wind turbines with a new type of passive damper of torsional rotation of blades. *Journal of Wind Engineering & Industrial Aerodynamics*, Elsevier, v. 173, p. 171–179, 2018. ISSN 0167-6105. Citado na página 20.

CHKIR, S. Unsteady loads evaluation for a wind turbine rotor using free wake method. *Energy Procedia*, v. 6, p. 777–785, 2011. ISSN 1876-6102. Impact of Integrated Clean Energy on the Future of the Mediterranean Environment? Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610211014998>. Citado na página 24.

COOPERMAN, A.; EBERLE, A.; LANTZ, E. Wind turbine blade material in the united states: Quantities, costs, and end-of-life options. *Resources, Conservation and Recycling*, v. 168, p. 105439, 2021. ISSN 0921-3449. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S092134492100046X>. Citado na página 17.

DAMIANI, R. R.; HAYMAN, G. The unsteady aerodynamics module for fast8. 11 2019. Disponível em: <https://www.osti.gov/biblio/1576488>. Citado na página 97.

DASAMBIAGIO, E. R. *Um modelo geometricamente exato de barras com grandes deformações, que considera a distorção e o empenamento geral da seção transversal, e sua discretização pelo método dos elementos finitos*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2008. Citado na página 57.

DNV. *Description of Bladed model of IEA 15 MW turbine*. [S.l.], 2022. Citado 2 vezes nas páginas 64 e 80.

- DRELA, M. Xfoil: An analysis and design system for low reynolds number airfoils. In: MUELLER, T. J. (Ed.). *Low Reynolds Number Aerodynamics*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 1989. p. 1–12. ISBN 978-3-642-84010-4. Citado na página 37.
- DUAN, X.; WANG, J.; WAN, D. Cfd investigations of wake flow interactions in a wind farm with 14 wind turbines. *International Journal of Offshore and Polar Engineering*, v. 30, p. 257–265, 2022. ISSN 1053-5381. Citado na página 27.
- Faccio Júnior, C. J.; CARDOZO, A. C. P.; Monteiro Júnior, V.; Gay Neto, A. Modeling wind turbine blades by geometrically-exact beam and shell elements: A comparative approach. *Engineering Structures*, v. 180, p. 357–378, 2019. ISSN 0141-0296. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0141029618308800>. Citado 3 vezes nas páginas 27, 57 e 62.
- Farkat Diógenes, J. R.; Coelho Rodrigues, J.; Farkat Diógenes, M. C.; CLARO, J. Overcoming barriers to onshore wind farm implementation in brazil. *Energy Policy*, v. 138, p. 111165, 2020. ISSN 0301-4215. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421519307517>. Citado na página 19.
- FISCHER, B.; SHAN, M. *A survey on control methods for the mitigation of tower loads*. [s.n.], 2013. Disponível em: <https://publica.fraunhofer.de/handle/publica/296582>. Citado na página 52.
- FROUDE, R. On the part played in propulsion by differences of fluid pressure. *Transactions of the Institute of Naval Architects*, v. 30, p. 390–405, 1889. Cited By 199. Citado na página 24.
- GAERTNER, E.; RINKER, J.; SETHURAMAN, L.; ZAHLE, F.; ANDERSON, B.; BARTER, G.; ABBAS, N.; MENG, F.; BORTOLOTTI, P.; SKRZYPINSKI, W.; SCOTT, G.; FEIL, R.; BREDMOSE, H.; DYKES, K.; SHEILDS, M.; ALLEN, C.; VISELLI, A. *Definition of the IEA 15-Megawatt Offshore Reference Wind Turbine*. [S.l.], 2020. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/75698.pdf>. Citado 10 vezes nas páginas 19, 21, 53, 54, 55, 56, 64, 66, 67 e 80.
- Gay Neto, A. Dynamics of offshore risers using a geometrically-exact beam model with hydrodynamic loads and contact with the seabed. *Engineering Structures*, v. 125, p. 438–454, 2016. ISSN 0141-0296. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0141029616303339>. Citado na página 57.
- Gay Neto, A. *Generic Interface Readily Accessible for Finite Elements User's Manual v. 2.0.95*. [S.l.], 2021. Citado na página 20.
- Gay Neto, A.; MARTINS, C.; PIMENTA, P. Static analysis of offshore risers with a geometrically-exact 3d beam model subjected to unilateral contact. *Comput Mech*, v. 53, p. 125–145, 2014. ISSN 0263-8231. Citado na página 57.
- GE. *Haliade-X offshore wind turbine*. 2021. Disponível em: <https://www.ge.com/renewableenergy/wind-energy/offshore-wind/haliade-x-offshore-turbine>. Citado na página 19.
- GIAVOTTO, V.; BORRI, M.; MANTEGAZZA, P.; GHIRINGHELLI, G.; CARMASCHI, V.; MAFFIOLI, G.; MUSSI, F. Anisotropic beam theory and applications. *Computers & Structures*, v. 16, n. 1, p. 403–413, 1983. ISSN 0045-7949. Disponível em:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0045794983901797>). Citado 2 vezes nas páginas 28 e 62.

GLAUERT, H. *The analysis of experimental results in the windmill brake and vortex ring states of an airscrew*. [S.l.]: HM Stationery Office, 1926. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 44.

GLAUERT, H. Airplane propellers. *Aerodynamic Theory*, p. 169–360, 1935. Citado 2 vezes nas páginas 24 e 31.

GWEC, G. W. E. C. *Global Wind Report*. [S.l.], 2022. Citado na página 15.

HANSEN, M.; SØRENSEN, J.; VOUTSINAS, S.; SØRENSEN, N.; MADSEN, H. State of the art in wind turbine aerodynamics and aeroelasticity. *Progress in Aerospace Sciences*, v. 42, n. 4, p. 285–330, 2006. ISSN 0376-0421. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0376042106000649>). Citado 2 vezes nas páginas 20 e 25.

HANSEN, M. O. L. *Aerodynamics of Wind Turbine*. 2^a. ed. [S.l.]: Earthscan, 2008. Citado 4 vezes nas páginas 29, 35, 37 e 42.

HODGES, D. H.; PIERCE, G. A. *Introduction to Structural Dynamics and Aeroelasticity*. 2. ed. [S.l.]: Cambridge University Press, 2011. (Cambridge Aerospace Series). Citado na página 20.

HORCAS, S. G.; DEBRABANDERE, F.; TARTINVILLE, B.; HIRSCH, C.; COUSSEMENT, G. Cfd study of dtu 10 mw rwt aeroelasticity and rotor-tower interactions. In: _____. *MARE-WINT: New Materials and Reliability in Offshore Wind Turbine Technology*. Cham: Springer International Publishing, 2016. p. 309–334. ISBN 978-3-319-39095-6. Disponível em: https://doi.org/10.1007/978-3-319-39095-6_18). Citado na página 18.

HU, R.; LE, C.; GAO, Z.; DING, H.; ZHANG, P. Implementation and evaluation of control strategies based on an open controller for a 10 mw floating wind turbine. *Renewable Energy*, v. 179, p. 1751–1766, 2021. ISSN 0960-1481. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S096014812101123X>). Citado na página 16.

IEC. *Wind turbines – Part 1: Design requirements*. [S.l.], 2005. Citado na página 53.

JONKMAN, J. The new modularization framework for the fast wind turbine cae tool. In: _____. *51st AIAA Aerospace Sciences Meeting including the New Horizons Forum and Aerospace Exposition*. [s.n.], 2013. Disponível em: <https://arc.aiaa.org/doi/abs/10.2514/6.2013-202>). Citado 2 vezes nas páginas 20 e 25.

KALDELLIS, J. K.; ZAFIRAKIS, D. The wind energy revolution: A short review of a long history. *Renewable Energy*, p. 1887–1901, 2011. Citado na página 15.

KIM, T.; HANSEN, A.; BRANNER, K. Development of an anisotropic beam finite element for composite wind turbine blades in multibody system. *Renewable Energy*, Pergamon Press, v. 59, p. 172–183, 2013. ISSN 0960-1481. Citado na página 21.

- KIM, T.; OH, S.; YEE, K. Improved actuator surface method for wind turbine application. *Renewable Energy*, v. 76, p. 16–26, 2015. ISSN 0960-1481. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148114007162>. Citado na página 24.
- LARSEN, T. J.; HANSEN, A. M. *How 2 HAWC2, the user's manual*. 12.8. ed. [S.l.]: DTU Wind Energy Roskilde, 2019. Citado 3 vezes nas páginas 20, 25 e 62.
- LEISHMAN, J. G.; BEDDOES, T. A semi-empirical model for dynamic stall. *Journal of the American Helicopter society*, Vertical Flight Society, v. 34, n. 3, p. 3–17, 1989. Citado na página 26.
- LI, Z.; WEN, B.; DONG, X.; PENG, Z.; QU, Y.; ZHANG, W. Aerodynamic and aeroelastic characteristics of flexible wind turbine blades under periodic unsteady inflows. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, v. 197, p. 104057, 2020. ISSN 0167-6105. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0167610519306579>. Citado na página 26.
- LIU, X.; LIANG, S.; LI, G.; GODBOLE, A.; LU, C. An improved dynamic stall model and its effect on wind turbine fatigue load prediction. *Renewable Energy*, v. 156, n. C, p. 117–130, 2020. Disponível em: <https://ideas.repec.org/a/eee/renene/v156y2020icp117-130.html>. Citado na página 25.
- MALCOLM, D.; LAIRD, D. Identification and use of blade physical properties. In: *43rd AIAA Aerospace Sciences Meeting and Exhibit*. [S.l.: s.n.], 2005. p. 971. Citado na página 28.
- MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L. *Wind Energy Explained*. 2^a. ed. [S.l.]: John Wiley & Sons, Ltd., 2009. Citado 6 vezes nas páginas 30, 31, 32, 34, 35 e 43.
- MARTÍN-SAN-ROMÁN, R.; BENITO-CIA, P.; AZCONA-ARMENDÁRIZ, J.; CUERVA-TEJERO, A. Validation of a free vortex filament wake module for the integrated simulation of multi-rotor wind turbines. *Renewable Energy*, v. 179, p. 1706–1718, 2021. ISSN 0960-1481. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148121011605>. Citado na página 24.
- MASTERS, I.; CHAPMAN, J. C.; WILLIS, M. R.; ORME, J. A. C. A robust blade element momentum theory model for tidal stream turbines including tip and hub loss corrections. *Journal of Marine Engineering & Technology*, Taylor & Francis, v. 10, n. 1, p. 25–35, 2011. Disponível em: <https://doi.org/10.1080/20464177.2011.11020241>. Citado 3 vezes nas páginas 26, 39 e 45.
- MCWILLIAM, M.; CRAWFORD, C. The behavior of fixed point iteration and newton-raphson methods in solving the blade element momentum equations. *Wind Engineering*, v. 35, n. 1, p. 17–31, 2011. Disponível em: <https://doi.org/10.1260/0309-524X.35.1.17>. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 45.
- MOREIRA, M. de L. T. *Parametrização das rotações em teorias de barras e cascas*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2009. Citado na página 57.
- MORIARTY, P. J.; HANSEN, A. C. *AeroDyn theory manual*. [S.l.], 2005. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 43.

- Mølholt Jensen, F.; BRANNER, K. 1 - introduction to wind turbine blade design. In: BRØNDSTED, P.; NIJSSEN, R. P. (Ed.). *Advances in Wind Turbine Blade Design and Materials*. Woodhead Publishing, 2013, (Woodhead Publishing Series in Energy). p. 3–28. ISBN 978-0-85709-426-1. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780857094261500015>. Citado na página 16.
- NADA, A. A.; AL-SHAHRANI, A. S. Shape optimization of low speed wind turbine blades using flexible multibody approach. *Energy Procedia*, v. 134, p. 577–587, 2017. ISSN 1876-6102. Sustainability in Energy and Buildings 2017: Proceedings of the Ninth KES International Conference, Chania, Greece, 5-7 July 2017. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S187661021734701X>. Citado na página 27.
- NING, A. A simple solution method for the blade element momentum equations with guaranteed convergence. *Faculty Publications*, v. 1673, 2014. Citado 7 vezes nas páginas 26, 45, 46, 47, 49, 50 e 51.
- NING, S. A. *AirfoilPrep.py*. 2016. [Computer Software] <https://doi.org/10.11578/dc.20171025.1788>. Disponível em: <https://doi.org/10.11578/dc.20171025.1788>. Citado na página 54.
- ØYE, S. Dynamic stall simulated as time lag of separation. In: ROME, ITALY. *Proceedings of the 4th IEA Symposium on the Aerodynamics of Wind Turbines*. [S.l.], 1991. v. 27, p. 28. Citado na página 26.
- ØYE, S. Wind turbine: dynamic flow measurement. *AFM Notat VK-233, Department of Fluid Mechanics, Technical University of Denmark, DTU*, 1992. Citado na página 25.
- PASQUALETTI, M.; RIGHTE, R.; GIPE, P. History of wind energy. *Encyclopedia of Energy*, p. 19–427, 2004. Citado na página 15.
- PETROVIĆ, V.; BOTTASSO, C. L. Wind turbine envelope protection control over the full wind speed range. *Renewable Energy*, v. 111, p. 836–848, 2017. ISSN 0960-1481. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148117303269>. Citado na página 52.
- PIMENTA, P. M.; CAMPELLO, E. M. B.; WRIGGERS, P. An exact conserving algorithm for nonlinear dynamics with rotational dofs and general hyperelasticity. part 1: Rods. *Computational Mechanics*, v. 42, n. 5, p. 715–732, 2008. Citado na página 60.
- PITT, D. M.; PETERS, D. A. Theoretical prediction of dynamic-inflow derivatives. *Vertica*, v. 5, n. 1, p. 21–34, 1981. Cited By 415. Disponível em: <https://www.scopus.com/inward/record.uri?eid=2-s2.0-0019681684&partnerID=40&md5=ab1c3681f4f139861ef8538edd09b5c5>. Citado na página 25.
- PRANDTL, L. *Applications of modern hydrodynamics to aeronautics*. [S.l.], 1921. v. 116. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 43.
- PRASAD, C. S.; DIMITRIADIS, G. Application of a 3d unsteady surface panel method with flow separation model to horizontal axis wind turbines. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, v. 166, p. 74–89, 2017. ISSN 0167-6105. Disponível em:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0167610516302689>). Citado na página 24.

QIU, Y.-X.; WANG, X.-D.; KANG, S.; ZHAO, M.; LIANG, J.-Y. Predictions of unsteady hawt aerodynamics in yawing and pitching using the free vortex method. *Renewable Energy*, v. 70, p. 93–106, 2014. ISSN 0960-1481. Special issue on aerodynamics of offshore wind energy systems and wakes. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148114002468>). Citado na página 24.

RANKINE, W. On the mechanical principles of the action of propellers. Transaction of the Institute of Naval Architects, 1865. Citado na página 24.

REZAEI, M. M.; BEHZAD, M.; HADDADPOUR, H.; MORADI, H. Aeroelastic analysis of a rotating wind turbine blade using a geometrically exact formulation. *Nonlinear Dynamics*, v. 89, p. 2367–2392, 2017. Citado na página 69.

RINKER, J.; GAERTNER, E.; ZAHLE, F.; SKRZYPIŃSKI, W.; ABBAS, N.; BREDMOSE, H.; BARTER, G.; DYKES, K. Comparison of loads from hawc2 and openfast for the iea wind 15 mw reference wind turbine. In: . [S.l.]: IOP Publishing Ltd, 2020. v. 1618. ISSN 17426596. Citado 2 vezes nas páginas 64 e 80.

SARMIENTO, F. I. P. de S. *Influência da estabilidade atmosférica, da orografia e da esteira sobre a produção de parques eólicos*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Santa Catarina, 2021. Citado na página 24.

SAVERIN, J.; PEUKERT, J.; MARTEN, D.; PECHLIVANOGLU, G.; PASCHEREIT, C. O.; GREENBLATT, D. Aeroelastic simulation of multi-MW wind turbines using a free vortex model coupled to a geometrically exact beam model. In: *Journal of Physics Conference Series*. [S.l.: s.n.], 2016. (Journal of Physics Conference Series, v. 753), p. 082015. Citado na página 24.

SAYED, M.; KLEIN, L.; LUTZ, T.; KRÄMER, E. The impact of the aerodynamic model fidelity on the aeroelastic response of a multi-megawatt wind turbine. *Renewable Energy*, v. 140, p. 304–318, 2019. ISSN 0960-1481. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148119303519>). Citado na página 27.

SHABANA, A. A. *Dynamics of Multibody Systems*. 4. ed. [S.l.]: Cambridge University Press, 2013. Citado na página 21.

SHEN, W. Z.; SØRENSEN, J. N.; ZHANG, J. Actuator surface model for wind turbine flow computations. Proceedings of European Wind Energy Conference, 2007. Citado na página 24.

SHOKRIEH, M.; Kamali Shahri, S. 7 - modeling residual stresses in composite materials. In: SHOKRIEH, M. M. (Ed.). *Residual Stresses in Composite Materials*. Woodhead Publishing, 2014. p. 173–193. ISBN 978-0-85709-270-0. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780857092700500079>). Citado na página 28.

SIMO, J. A finite strain beam formulation. the three-dimensional dynamic problem. part i. *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, v. 49, n. 1, p. 55–70, 1985. ISSN 0045-7825. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0045782585900507>. Citado na página 57.

SIMO, J.; VU-QUOC, L. A geometrically-exact rod model incorporating shear and torsion-warping deformation. *International Journal of Solids and Structures*, v. 27, n. 3, p. 371–393, 1991. ISSN 0020-7683. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/002076839190089X>. Citado na página 61.

SORENSEN, B. History of, and recent progress in, wind-energy utilization. *Annual Review of Energy and the Environment*, v. 20, n. 1, p. 387–424, 1995. Disponível em: <https://doi.org/10.1146/annurev.eg.20.110195.002131>. Citado na página 15.

SØRENSEN, J.; SHEN, W. Numerical modelling of wind turbine wakes. *Journal of Fluids Engineering*, University at Buffalo, v. 124, n. 2, p. 393–399, 2002. ISSN 0098-2202. Citado na página 24.

TANG, S.; SWEETMAN, B.; GAO, J. Nonlinear effects and dynamic coupling of floating offshore wind turbines using geometrically-exact blades and momentum-based methods. *Ocean Engineering*, v. 229, p. 108866, 2021. ISSN 0029-8018. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0029801821003012>. Citado na página 57.

VITERNA, L.; CORRIGAN, R. Fixed pitch rotor performance of large horizontal axis wind turbines. In: . [S.l.: s.n.], 1982. Citado na página 38.

WANG, L.; LIU, X.; GUO, L.; RENEVIER, N.; STABLES, M. A mathematical model for calculating cross-sectional properties of modern wind turbine composite blades. *Renewable Energy*, v. 64, p. 52–60, 2014. ISSN 0960-1481. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148113005776>. Citado na página 28.

WANG, L.; LIU, X.; KOLIOS, A. State of the art in the aeroelasticity of wind turbine blades: Aeroelastic modelling. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 64, p. 195–210, 2016. ISSN 1364-0321. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116302234>. Citado 4 vezes nas páginas 23, 24, 26 e 27.

WANG, L.; LIU, X.; RENEVIER, N.; STABLES, M.; HALL, G. M. Nonlinear aeroelastic modelling for wind turbine blades based on blade element momentum theory and geometrically exact beam theory. *Energy*, v. 76, p. 487–501, 2014. ISSN 0360-5442. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544214009827>. Citado 2 vezes nas páginas 27 e 57.

WEN, B.; JIANG, Z.; LI, Z.; PENG, Z.; DONG, X.; TIAN, X. On the aerodynamic loading effect of a model spar-type floating wind turbine: An experimental study. *Renewable Energy*, v. 184, p. 306–319, 2022. ISSN 0960-1481. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148121015780>. Citado na página 16.

WU, X.; HU, Y.; LI, Y.; YANG, J.; DUAN, L.; WANG, T.; ADCOCK, T.; JIANG, Z.; GAO, Z.; LIN, Z.; BORTHWICK, A.; LIAO, S. Foundations of offshore wind turbines: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 104, p. 379–393, 2019. ISSN 1364-0321. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032119300127>. Citado na página 16.

Application of a Viscous Flow Methodology to the NREL Phase VI Rotor, ASME 2002 Wind Energy Symposium de *Wind Energy Symposium*, (Wind Energy Symposium, ASME 2002 Wind Energy Symposium). 83-93 p. Disponível em: <https://doi.org/10.1115/WIND2002-30>. Citado na página 25.

XU, J.; ZHANG, L.; LI, X.; LI, S.; YANG, K. A study of dynamic response of a wind turbine blade based on the multi-body dynamics method. *Renewable Energy*, v. 155, p. 358–368, 2020. ISSN 0960-1481. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148120304353>. Citado na página 27.

YOJO, T. *Análise não-linear geometricamente exata de pórticos espaciais (com aplicação a torres de transmissão de alta tensão)*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 1993. Citado na página 57.

YU, W. Vabs manual for users. In: . [S.l.: s.n.], 2013. Citado 2 vezes nas páginas 28 e 55.

YUAN, G.; WANG, Y. Internal, primary and combination resonances of a wind turbine blade with coupled flapwise and edgewise motions. *Journal of Sound and Vibration*, v. 514, p. 116439, 2021. ISSN 0022-460X. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0022460X2100479X>. Citado na página 69.

YUAN, T. K.; THANGAVELU, S. K.; SIA, C. C. V.; CHONG, K. H. Flutter analysis of wind turbine blade with carbon nanotube reinforced vinyl ester. *Materials Today: Proceedings*, 2021. ISSN 2214-7853. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214785321035008>. Citado na página 17.

ZHONG, W.; SHEN, W.; WANG, T.; LI, Y. A tip loss correction model for wind turbine aerodynamic performance prediction. *Renewable Energy*, v. 147, p. 223–238, 2020. ISSN 0960-1481. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148119313126>. Citado na página 25.