



Vanessa Lanziere Neves Carvalho

**Avaliação do Comportamento de uma Turbina Eólica de
Eixo Horizontal Submetida a Carregamento de Vento**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil do Departamento de Engenharia Civil e Ambiental da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Luiz Carlos Wrobel

Rio de Janeiro
Janeiro de 2021



Vanessa Lanzieri Neves Carvalho

**Avaliação do Comportamento de uma Turbina Eólica de
Eixo Horizontal Submetida a Carregamento de Vento**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo.

Prof. Luiz Carlos Wrobel

Orientador

Departamento de Engenharia Civil – PUC-Rio

Prof. Raul Rosas e Silva

Departamento de Engenharia Civil – PUC-Rio

Prof. Michèle Schubert Pfeil

COPPE/ UFRJ

Rio de Janeiro, 29 de janeiro de 2021

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem a autorização da universidade, da autora e do orientador.

Vanessa Lanzieri Neves Carvalho

Graduou-se em Engenharia Civil pela UERJ (Universidade do Estado do Rio de Janeiro), no Rio de Janeiro em 2018. Entrou no programa de Pós-graduação da PUC-Rio em 2018 e desenvolveu a dissertação na linha de Estruturas - Métodos variacionais e computacionais.

Ficha Catalográfica

Carvalho, Vanessa Lanzieri Neves

Avaliação do comportamento de uma turbina eólica de eixo horizontal submetida a carregamento de vento / Vanessa Lanzieri Neves Carvalho ; orientador: Luiz Carlos Wrobel. – 2021.

108 f. : il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Civil e Ambiental, 2021.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Civil e Ambiental - Teses. 2. Turbina eólica. 3. Aerodinâmica. 4. Vento. 5. Energia. 6. FAST. I. Wrobel, Luiz Carlos. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Civil e Ambiental. III. Título..

CDD: 624

“Ao que está assentado sobre o trono, e ao Cordeiro, sejam
dadas ações de graças, e honra, e glória, e poder para todo
o sempre.”
Apocalipse 5:13

Agradecimentos

Primeiramente, dedico o presente estudo a Deus, dono da gratidão e felicidade que há em meu coração. Aquele que trouxe ânimo, dedicação e cuidou de minha saúde ao longo dessa caminhada em que tive que conciliar o mestrado e o trabalho secular.

Agradeço ao meu marido, Igor Carvalho, pela compreensão nos momentos de minha ausência em prol da finalização do mestrado, bem como pelo amor, companheirismo e paciência dispendida ao longo desse último ano. Eu sou sua fã.

A meus pais, Silvana e Antonio, e ao meu irmão, Daniel, por todo amor, por serem a base onde tudo começou, por sempre orarem para que fosse possível eu finalizar mais esse capítulo da minha vida.

A meus amigos que vieram da UERJ para a PUC, Nayara e Victor, sem vocês não seria possível finalizar o mestrado, obrigada pois juntos conseguimos ânimo para continuar. Obrigada pelas conversas e estudos, até mesmo no ônibus e metrô durante as duas horas que demorávamos para chegar em casa. Agradeço também à Alessandra Secondo por todo apoio e motivação.

A empresa atual em que trabalho, Hatch, cujos amigos de trabalho sempre me impulsionaram a finalizar o mestrado.

Em especial, agradeço ao Lucas Souza, pela solicitude e por toda paciência que teve ao ajudar uma estudante desconhecida que buscava entender o funcionamento do FAST. Eu tenho absoluta certeza que Deus colocou você em meu caminho não só para me auxiliar nas pesquisas acadêmicas, o que fez com louvor, mas para aprender com sua história de vida e coração, que é imenso. Obrigada de todo o meu coração, sem você eu demoraria ainda mais para aprender a manusear o FAST e, provavelmente, não conseguiria finalizar a dissertação em 2020. Você nasceu para ensinar, sem necessidade de esforço para tal.

Ao meu orientador, Luiz Carlos Wrobel, pela oportunidade de desenvolver este trabalho, por todo ensinamento e paciência. Obrigada por sempre me animar em prosseguir com os estudos, mesmo quando eu estava cansada e com receio de não conseguir resultados relevantes. Agradeço por toda a compreensão, apoio e empatia.

A CAPES e a PUC-Rio, pelos auxílios concedidos, sem os quais este trabalho não poderia ter sido realizado. O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

Resumo

Carvalho, Vanessa Lanziere Neves; Wrobel, Luiz Carlos. **Avaliação do comportamento de uma turbina eólica de eixo horizontal submetida a carregamento de vento**. Rio de Janeiro, 2021. 108p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Civil e Ambiental, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Nos últimos anos tem-se observado o crescente fomento de pesquisas globais por sistemas de energias renováveis que proporcionem menor impacto ambiental, garantindo às necessidades do presente sem comprometer a capacidade das gerações futuras. Tal propósito tem impulsionado o avanço da pesquisa em diferentes áreas do campo da energia eólica global, objetivando-se entender o comportamento estrutural e mecânico de cada componente, a fim de garantir uma engenharia de maior segurança e qualidade, bem como reduzir o tempo de indisponibilidade dos aerogeradores. O presente estudo tem como objetivo avaliar o comportamento estrutural de um aerogerador onshore de eixo horizontal, com rotor de três pás, submetido a campos normais e extremos de velocidade do vento definidos de acordo com a IEC 61400- 1 - *Wind Turbines Design Requirements*. Devido ao acesso limitado às informações técnicas dos aerogeradores comercializados pelos fabricantes, será realizada a análise para o aerogerador de referência de 5 MW desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energias Renováveis (NREL) dos Estados Unidos, o qual disponibilizou as especificações técnicas do aerogerador para acesso público. O comportamento da estrutura será avaliado através da simulação do sistema acoplado rotor-torre-fundação no código FAST, que é um simulador aero-hidro-servo-elástico desenvolvido pelo NREL, o qual está abertamente disponível e bem documentado no meio científico. Os casos de vento normal e extremo, estabelecidos pela IEC 61400-1 e utilizados no FAST, são processados pelo programa TurbSim, também disponibilizado pelo NREL. A análise modal do aerogerador é realizada pelo software SAP2000 para obtenção das frequências naturais e avaliação da característica dos modos de vibração da estrutura. O modelo de elementos finitos considera a torre e as pás discretizadas em elementos de viga.

Palavras-chave

Turbina Eólica; aerodinâmica; vento, energia; FAST; SAP2000; TurbSim.

Abstract

Carvalho, Vanessa Lanziere Neves; Wrobel, Luiz Carlos. **Evaluation of the behavior of a horizontal axis wind turbine subjected to wind loading.** Rio de Janeiro, 2021. 108p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Engenharia Civil e Ambiental, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

In recent years there has been a global research for forms of renewable energy which could provide less environmental impact as well as guarantee energy for future generations. This scenario leads to the rise of studies in wind power field which scrutinizes the wind turbine aiming to understand the structural and mechanical behaviour of each component in order to assure safer and quality engineering as well as reducing the wind turbines downtime. The present study aims to understand the structural behavior of an onshore three-bladed horizontal-axis wind turbine subjected to the normal and extreme wind speed fields defined in accordance with IEC 61400- 1 - Wind Turbines Design Requirements. Due to limited access to technical information on wind turbines marketed by manufacturers, the analysis will be performed for the 5 MW Reference Wind Turbine developed by the National Renewable Energy Laboratory (NREL) of the United States, which made the technical specifications of the turbine available for public access. The behavior of the structure will be evaluated through the simulation of the rotor-tower-foundation coupled system in the FAST code, which is an aero-hydro-servo-elastic simulator developed by NREL, which is openly available and well documented in the scientific community. The cases of normal and extreme wind, established by IEC 61400-1, used in FAST, are processed by the TurbSim program also provided by NREL. The modal analysis of the wind turbine is performed using the software SAP2000 in order to obtain the natural frequencies and evaluate the characteristic of the structure's vibration modes. The finite element model considers the tower and the blades discretized into beam elements.

Key-words

Wind turbine; aerodynamic; wind; energy; FAST; SAP2000; TurbSim.

Sumário

1	Introdução	19
1.1	Contexto e Motivação	19
1.2	Objetivo	23
1.3	Organização da Dissertação	24
2	Aerogeradores	25
2.1	Plataforma Onshore e Offshore	27
2.2	Torre	28
2.2.1	Torre Tubular de Aço	28
2.2.2	Torre de Seção Treliçada	29
2.2.3	Torre de Concreto Protendido	29
2.3	Nacele	30
2.4	Pás e Hub	30
2.4.1	Propriedades Estruturais das Pás	32
2.4.2	Propriedades Aerodinâmicas das Pás	33
2.5	Sistemas de Controle da TEEH	34
3	Ações Externas e Critérios para Projeto da TEEH conforme a IEC 61400-1	36
3.1	Forças Aerodinâmicas no Rotor	36
3.1.1	Teoria do Disco Atuador	36
3.1.2	Teoria da Quantidade de Movimento do Elemento de Pá (BEM)	40
3.2	Campo de Velocidade do Vento	43
3.2.1	Campo de Velocidade Média	44
3.2.2	Campo de Intensidade de Turbulência	44
3.3	Condições de Vento conforme IEC 61400-1	46
3.3.1	Classe da Turbina Eólica	46
3.3.2	Condições Gerais e Requisitos	46
3.3.3	Modelo de Perfil de Vento Normal (NWP)	48
3.3.4	Modelo Normal de Turbulência (NTM)	48
3.3.5	Modelo de Velocidade de Vento Extrema (EWM)	48
3.3.6	Modelo de Turbulência Extrema (ETM)	50
3.4	Critérios do Projeto Estrutural conforme IEC 61400-1	50
3.4.1	Casos de Carregamento	50
4	Estrutura Analisada: Turbina Eólica de Base de 5 MW - NREL	52
4.1	Turbina Eólica de Base de 5 MW – NREL	52
4.1.1	Propriedades dos Componentes	53
4.1.2	Sistema de Coordenadas	58
4.1.3	Intervalo de Frequência de Operação	60

4.2	Estrutura analisada no SAP2000	63
4.2.1	Modelo da Estrutura	63
4.3	Estrutura analisada no FAST	65
4.3.1	Sobre o FAST	65
4.3.2	Modelo da Estrutura	69
5	Resultados e Discussões	74
5.1	Resultados do SAP2000	74
5.1.1	Validação do Modelo e Frequências Naturais da Estrutura	74
5.1.2	Modos de Vibração da Turbina Eólica NREL 5MW	75
5.2	Resultados do FAST	79
5.2.1	Verificação da Implementação do FAST	80
5.2.2	Influência das Perdas nas Pontas das Pás e no Hub	81
5.2.3	Influência da Variação da Velocidade Média do Vento na Altura do Hub	84
5.2.4	Comportamento da Estrutura nos Modos: Produção de Energia e Indisponibilidade	88
5.2.5	Comportamento Dinâmico da Estrutura	96
6	Conclusão e Sugestões para Trabalhos Futuros	99
6.1	Conclusão	99
6.2	Sugestões para Trabalhos Futuros	103
7	Referências Bibliográficas	104

Lista de Tabelas

Tabela 1 – Parâmetros básicos para classes de turbinas eólicas (adaptado pela IEC 61400-1)	46
Tabela 2 – Situações de Projeto e Casos de Carregamento (adaptado da IEC 61400-1).....	51
Tabela 3 – Parâmetros da turbina eólica de 5 MW da NREL (adaptado de JONKMAN et al., 2009).....	53
Tabela 4 – Propriedades das torres (adaptado de JONKMAN et al., 2009)	53
Tabela 5 – Propriedades aerodinâmicas das pás (adaptado de JONKMAN et al., 2009)	54
Tabela 6 – Propriedades estruturais da turbina eólica NREL (adaptado de JONKMAN et al., 2009).....	56
Tabela 7 – Descrição dos modos de simulação e casos de carregamento avaliados no FAST	70
Tabela 8 – Modos de vibração e frequências naturais na turbina eólica 5MW NREL.....	74
Tabela 9 – Esforços médios no aerogerador com e sem consideração das perdas	82
Tabela 10 – Esforços e deslocamentos médios no aerogerador para as velocidades de referência	86
Tabela 11 – Esforços e deslocamentos de pico nas pás para a velocidade nominal e perfil NTM	88
Tabela 12 – Produção de Energia: esforços e deslocamentos médios ($V_r = 11,4$ m/s)	89
Tabela 13 – Produção de Energia: esforços e deslocamentos de pico ($V_r = 11,4$ m/s)	89
Tabela 14 – Indisponibilidade: esforços e deslocamentos médios ($V_1 = 30$ m/s e $V_{50} = 37,5$ m/s)	89
Tabela 15 – Indisponibilidade: esforços e deslocamentos de pico ($V_1 = 30$ m/s e $V_{50} = 37,5$ m/s)	89
Tabela 16 – Desalinhamento do eixo de yaw: esforços e deslocamentos médios ($V_1 = 30$ m/s e $V_{50} = 37,5$ m/s)	93

Tabela 17 – Desalinhamento do eixo de yaw: esforços e deslocamentos de pico ($V1 = 30 \text{ m/s}$ e $V50 = 37,5 \text{ m/s}$)	93
---	----

Lista de Figuras

Figura 1 – Projeção da geração de energia eólica global em 2020 e 2030.	19
Figura 2 – Projeção da geração de energia eólica no Brasil em 2019 e 2029.	20
Figura 3 – Evolução da capacidade instalada de energia eólica.....	20
Figura 4 – Turbina eólica: (a) eixo horizontal – TEEH e (b) eixo vertical – TEEV.....	25
Figura 5 – Posicionamento da turbina eólica com sistema upwind e downwind.	26
Figura 6 – Principais componentes das turbinas eólicas.....	27
Figura 7 – Fundação onshore: (a) sapata; (b) grupo de estacas e (c) monoestaca.....	27
Figura 8 – Torre metálica soldada: (a) esquema de conexões e solda; (b) içamento dos tramos e (c) torre com pontos de corrosão nas soldas dos flanges.....	28
Figura 9 – Torre eólica: (a) treliçada, (b) concreto protendido, (c) módulo do pré-moldado de concreto protendido.....	29
Figura 10 – Principais componentes da nacela.....	30
Figura 11 – Seções estruturais e aerodinâmicas das pás.....	31
Figura 12 – Configuração das pás de uma TEEH com sistema de controle de passo.....	32
Figura 13 – Deflexão no cone de rotação do rotor: (a) direção <i>flap</i> ; (b) direção <i>edge</i>	32
Figura 14 – Forças aerodinâmicas agindo em um perfil exposto ao fluxo de vento: (a) seção do perfil da pá e (b) esquema simplificado – vista do aerogerador e seção da pá.	33
Figura 15 – Posicionamento de atuação do sistema <i>pitch</i> e <i>yaw</i>	34
Figura 16 – Sistemas de controle de velocidade da TEEH.	35
Figura 17 – Tubo de corrente e disco atuador: (a) tubo de corrente de uma turbina eólica; (b) esquema de extração de energia no disco atuador. Fonte: adaptado de BURTON et al., 2001; adaptado de MO et al., 2019.	37

Figura 18 – Esteira: mudança na velocidade e quantidade de movimento angular do vento na turbina eólica (a); anel anular ilustrado no disco do rotor (b)	39
Figura 19 – Esteira aerodinâmica do rotor: (a) visualização do efeito esteira em névoa; (b) distâncias mínimas entre turbinas. Fonte: FERNANDEZ, 2018; ORTIZ, 2016.	39
Figura 20 – Elemento de pá varrendo um anel angular no plano de rotação	40
Figura 21 – Elemento de pá: (a) velocidade e (b) forças relativas à corda no raio r	41
Figura 22 – Elemento de pá varrendo um anel angular no plano de rotação	43
Figura 23 – Vista da pá: seções de aerofólios da turbina eólica 5MW NREL	55
Figura 24 – Seções dos aerofólios, dimensões em metro.....	55
Figura 25 – Layout esquemático e principais parâmetros da turbina upwind e com 3 pás.....	58
Figura 26 – Sistema de coordenadas da turbina 5MW NREL tipo upwind com 2 pás.....	60
Figura 27 – Condições de carregamento típicas atuante em aerogeradores onshore.	61
Figura 28 –Diagrama de frequência para a turbina eólica 5MW NREL com velocidade de rotação operacional entre 6,9 e 12,1 rpm.	62
Figura 29 – Modelo da turbina 5MW NREL no SAP2000 (a) elementos e nós da estrutura e (b) detalhe da região de ligação torre – nacele – hub através de link rígido.	64
Figura 30 – TurbSim: (a) grade bidimensional de vetores de vento (b) coordenadas.	66
Figura 31 – ElastoDyn inputs x outputs do modelo estrutural dinâmico. ..	66
Figura 32 – Modelo de grades marchando no tempo com ângulos de fluxo iguais a zero (a) e diferentes de zero (b).....	67
Figura 33 –Diagrama esquemático dos módulos de simulação do FAST.	68
Figura 34 – Turbina Eólica 5MW NREL com 3 pás: Graus de liberdade..	68

Figura 35 – Modelo tridimensional da turbina eólica NREL 5 MW modelada no FAST.....	69
Figura 36 – TurbSim: trecho do código para velocidade nominal e perfil normal de vento.	71
Figura 37 – Configurações das deformadas da turbina eólica 5MW NREL.	76
Figura 38 – Modos de vibração da turbina eólica 5MW NREL no SAP2000: (a) modo 1; (b) modo 2.....	76
Figura 39 – Modos de vibração da turbina eólica 5MW NREL no SAP2000: (a) modo 4; (b) modo 5; (c) modo 6; (d) modo 7.	77
Figura 40 – Modos de vibração da turbina eólica 5MW NREL no SAP2000: (a) modo 8; (b) modo 9; (c) modo 10; (d) modo 11.	78
Figura 41 – Curva de potência para a turbina eólica NREL 5MW.....	81
Figura 42 – Força FP_x atuante na pá 1 durante ao longo do tempo.	83
Figura 43 – Distribuição das forças radiais ao longo do comprimento da pá.	83
Figura 44 – Variação dos valores médios: (a) força cisalhantes (FT_x , FT_y) – na base da torre; (b) forças na base obtidas por SOUZA (2019); (c) momento fletor (MT_x , MT_y) na base da torre; (d) momentos na base obtidos por SOUZA (2019);. (e) deslocamentos no topo da torre (dT_x , dT_y); (f) deslocamentos no topo da torre obtidos por SOUZA (2019); (g) deslocamentos na ponta da pá (dP_x , dP_y); (d) deslocamentos na ponta da pá obtidos por SOUZA (2019);.....	85
Figura 45 – Esforços principais ao longo do tempo para as velocidades de referência: (a) força cisalhante na base da torre; (b) momento fletor na base da torre.	86
Figura 46 – Deslocamentos principais ao longo do tempo para as velocidades de referência: (a) deslocamento no topo da torre; (b) deslocamento na ponta da pá.	87
Figura 47 – Produção de energia: (a) força na base da torre; (b) força de empuxo no rotor.	90
Figura 48 – Turbina eólica NREL: distância, em metros, da ponta da pá ao eixo da torre.	91

Figura 49 – Comparativo NTM, ETM, EWM1 e EWM50 ($V_r = 11,4$ m/s): (a) força cisalhante na base na direção do vento e (b) deslocamento na ponta da pá.	92
Figura 50 – Comparativo EWM1 e EWM50 ($V_r = 11,4$ m/s) com desalinhamento do eixo de yaw: (a) força cisalhante na base, (b) força na pá e (c) deslocamento na ponta da pá.	94
Figura 51 – Avaliação da instabilidade da torre: deslocamento transversal do topo da torre (<i>side-to-side</i>) com e sem a adoção de freio.	95
Figura 52 – Modo de produção de energia: espectro de frequência da resposta da torre em termos de aceleração no topo.	96
Figura 53 – Modo de indisponibilidade: espectro de frequência da resposta da torre em termos de aceleração no topo.	96
Figura 54 – Diagrama de frequência para a turbina eólica 5MW NREL: intervalo de frequência operacional, frequência natural (SAP2000) e frequências de resposta da torre em termos de aceleração no topo (FAST).	98

Lista de Abreviaturas

ASCE/SEI	<i>American Society of Civil Engineers/ Structural Engineering Institute</i>
BEM	<i>Blade Element Momentum</i>
CDC	Caso de carregamento
CFD	<i>Computational Fluid Dynamics</i>
CM	Centro de massa
CNBM	<i>China National Building Material Group Co.</i>
DNV	<i>Det Norske Veritas</i>
DOE	<i>Department of Energy of United States</i>
DU	<i>Delft University</i>
EAWE	<i>European Academy of Wind Energy</i>
ELU	Estado Limite Último
EOG	<i>Extreme Operating Gust</i>
ETM	<i>Extreme Turbulence Model</i>
EWM	<i>Extreme Wind Speed Model</i>
EWM1	<i>Extreme Turbulence Model</i> com período de recorrência de 1 ano
EWM50	<i>Extreme Turbulence Model</i> com período de recorrência de 50 anos
FFT	<i>Fast Fourier Transform</i>
GL	Grau de liberdade
GWEC	<i>Global Wind Energy Council</i>
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
MI	Modo de Indisponibilidade
MIM	Momento de inércia de massa
MPE	Modo de Produção de Energia
NACA	<i>National Advisory Committee for Aeronautics</i>
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
NTM	<i>Normal Turbulence Model</i>
NWP	<i>Normal Wind Profile Model</i>
NWTC	<i>National Wind Technology Center</i>
O&M	Operação e Manutenção
TEEH	Turbinas Eólica e Eixo Horizontal
TEEV	Turbina Eólica de Eixo Vertical
TR	Tempo de recorrência

Lista de Símbolos e Variáveis

a	Fator de indução de fluxo axial
a'	Fator de indução de fluxo tangencial
A	Categoria para características de turbulência superior
A	Área da seção transversal do disco atuador
A_d	Área da seção transversal no plano de rotação
A_w	Área da seção transversal a jusante do disco atuador
A_∞	Área da seção transversal a montante do disco atuador
B	Categoria para características de turbulência média
B	Número de pás do rotor
c	Comprimento da corda da pá
C	Categoria para características de turbulência inferior
C_d	Coeficiente de arrasto
C_l	Coeficiente de sustentação
D	Diâmetro do rotor
D	Força de arrasto no elemento de pá
dP_x	Deslocamento na ponta da pá na direção do vento
dP_y	Deslocamento na ponta da pá na direção y
dr	Comprimento do elemento de pá
dT_x	Deslocamento no topo da torre na direção do vento
dT_y	Deslocamento no topo da torre na direção y
dF_N	Componente da força de empuxo perpendicular ao plano de rotação
dF_T	Componente do torque perpendicular a dF_N
f_0	Primeira frequência natural da estrutura
f_{1P}	Frequência de rotação do rotor
f_{3P}	Frequência de passagem das pás
F_e	Força de empuxo no rotor
f_{MI}	Frequência de excitação no modo de indisponibilidade
f_{MPE}	Frequência de excitação no modo de produção de energia
FP_x	Força na raiz da pá na direção do vento
FT_x	Força cisalhante na base da torre na direção do vento
FT_y	Força cisalhante na base da torre na direção y
FT_z	Reação vertical na base na direção z
$I_k(z)$	Intensidade da turbulência na direção de escoamento k
I_{ref}	Intensidade de turbulência a 15 m/s
L	Força de sustentação no elemento de pá
L_k	Comprimento de correlação ou escala de turbulência
MT_x	Momento fletor na base da torre na direção do vento
MT_y	Momento fletor na base da torre na direção y
p	Fator cisalhante
P_∞	Pressão atmosférica
P_d^-	Pressão imediatamente a jusante do disco atuador
P_d^+	Pressão imediatamente a montante do disco atuador
R	Raio do rotor
r	Distância do centro do rotor a um anel anular
$S_K(f)$	Funções de densidade espectral de potência
$u(z)$	Velocidade média do fluido

$u(z_{ref})$	Velocidade média do fluido na altura de referência
U_d	Velocidade do vento no plano de rotação
U_w	Velocidade do vento a jusante do disco atuador
U_∞	Velocidade do vento a montante do disco atuador
$V_1(z)$	Velocidade do vento com TR de 1 ano - vento extremo turbulento
$V_{50}(z)$	Velocidade do vento com TR de 50 anos - vento extremo turbulento
$V_{e1}(z)$	Velocidade do vento com TR de 1 ano - vento extremo suave
$V_{e50}(z)$	Velocidade do vento com TR de 50 anos - vento extremo suave
V_{hub}	Velocidade na altura do hub
V_{ave}	Velocidade média do vento em função da V_{ref}
V_{in}	Velocidade cut-in do vento ou velocidade de partida
V_{out}	Velocidade cut-out do vento ou velocidade de segurança
V_r	Velocidade nominal do vento
V_{ref}	Velocidade média do vento de referência na altura do hub ao longo de 10 minutos
W	Velocidade relativa resultante no elemento da pá
z	Altura acima do nível do terreno
z_{hub}	Altura do hub
z_{ref}	Altura de referência
α	Ângulo de ataque
β	Ângulo <i>pitch</i> ou ângulo de passo
Λ_1	Parâmetro da escala de turbulência longitudinal
ρ	Densidade do ar
σ_1	Desvio padrão da turbulência longitudinal
σ_2	Desvio padrão da turbulência lateral
σ_3	Desvio padrão da turbulência vertical
σ_c	Solidez da corda
σ_k	Desvio padrão das flutuações da velocidade na direção k
\varnothing	Ângulo em relação ao plano de rotação, onde age a velocidade W
ω	Componente tangencial da velocidade a jusante do disco atuador
Ω	Velocidade angular do rotor

1

Introdução

1.1

Contexto e Motivação

Nos últimos anos tem-se observado o crescente fomento de pesquisas globais por sistemas de energias renováveis que proporcionem menor impacto ambiental, garantindo às necessidades do presente sem comprometer a capacidade das gerações futuras. A transição com foco na descarbonização das matrizes energéticas tem impulsionado o avanço da pesquisa em diferentes áreas do campo global da energia eólica.

De acordo com o Global Wind Energy Council (GWEC, 2014), a produção de energia eólica pode atingir aproximadamente 2.000 GW em 2030, suprimindo entre 16,7-18,8% da demanda de eletricidade global, bem como economizando mais de 3 bilhões de toneladas de emissões de CO₂ anualmente. Os percentuais de suprimento de energia são baseados em uma combinação de históricos de tendências, políticas atuais e planejadas, novos mercados emergentes para energia eólica, e teorias sobre a direção geral da política climática e energética mundial. A Figura 1 apresenta as projeções de capacidade instalada de energia eólica no mundo.

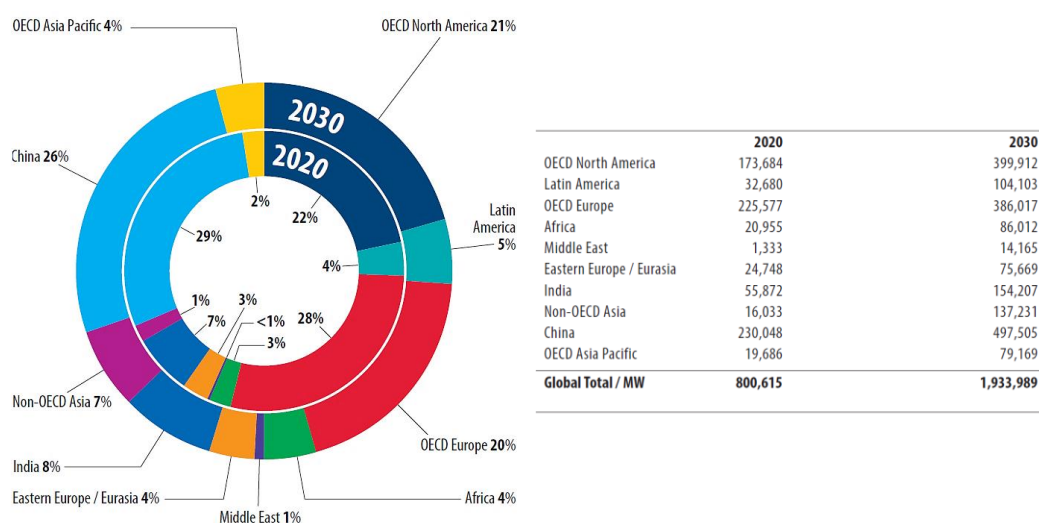


Figura 1 –Projeção da geração de energia eólica global em 2020 e 2030.

Fonte: GWEC, 2014.

A crescente demanda por energia eólica também é observada no Brasil, onde o Ministério de Minas e Energia elaborou o Plano Decenal de Expansão Energética 2029, que visa aumentar a capacidade instalada de energia eólica de 9% para 16%, conforme pode ser observado na Figura 2.

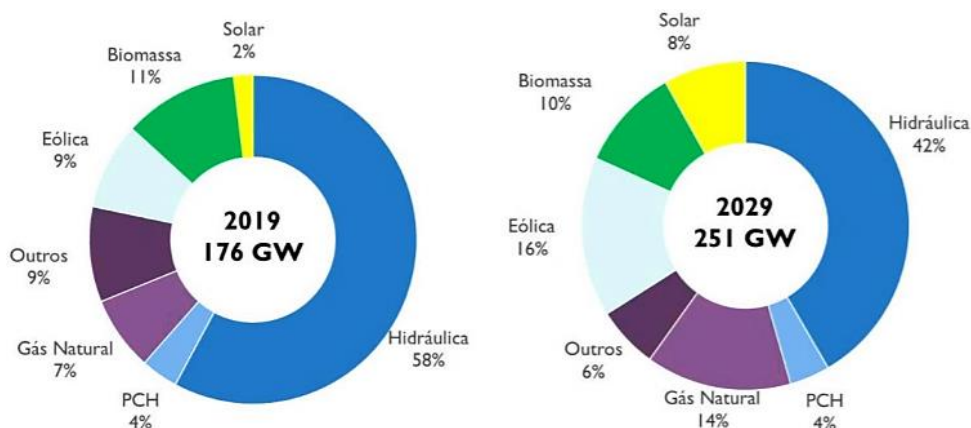


Figura 2 – Projeção da geração de energia eólica no Brasil em 2019 e 2029.

Fonte: MME/EPE, 2019.

A Figura 3 apresenta a evolução da capacidade eólica no Brasil. Ressalta-se o significativo crescimento do potencial eólico na última década, bem como a participação expressiva dos estados da região Nordeste. Segundo a presidente da Associação Brasileira de Energia Eólica, o vento na região Nordeste é unidirecional e estável, sem rajadas, o que permite que a energia seja produzida continuamente, reduzindo a indisponibilidade da turbina (SCHREIBER; BARIFOUSE, 2015).

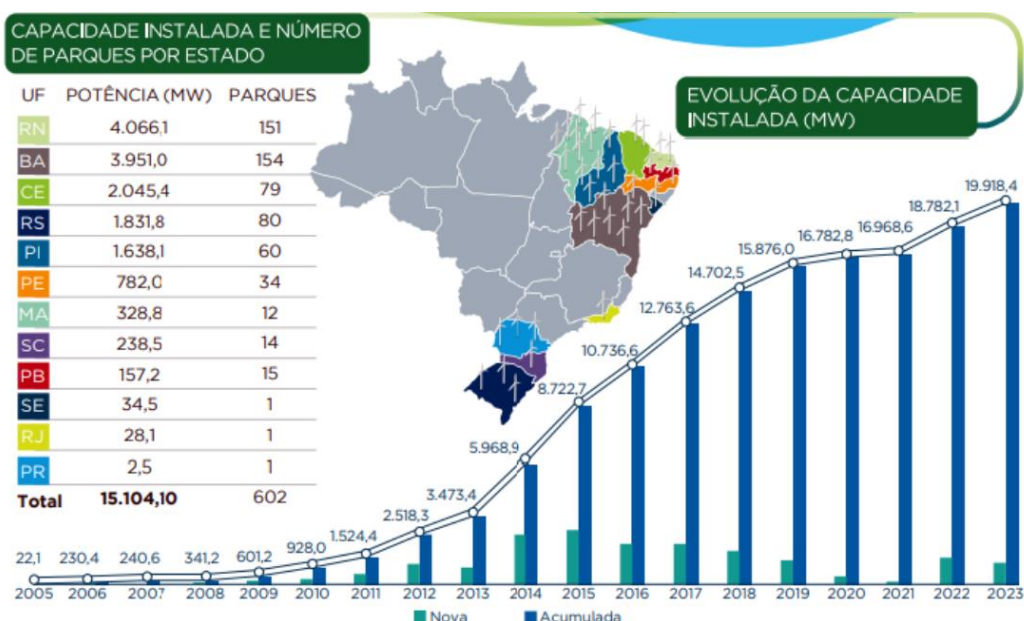


Figura 3 – Evolução da capacidade instalada de energia eólica.

Fonte: ANEEL, 2016 apud FUNDAJ, 2018.

A ampliação da fonte eólica na matriz energética global e nacional propicia o desenvolvimento de estudos sobre aerogeradores, visando entender o comportamento estrutural e mecânico de cada componente, a fim de garantir segurança e qualidade no processo de engenharia e fabricação, bem como reduzir o tempo de indisponibilidade dos aerogeradores mitigando os custos de manutenção corretiva. De acordo com WALFORD (2006) a confiabilidade do sistema do aerogerador é um fator crítico para o sucesso de um projeto de energia eólica. A baixa confiabilidade afeta diretamente o fluxo de receita do projeto através do aumento dos custos de operação e manutenção (O&M) e disponibilidade reduzida para gerar energia devido ao tempo de inatividade da turbina.

ASAREH et al. (2016) argumentaram que a energia gerada pelo aerogerador é proporcional a velocidade do vento e ao diâmetro do rotor. Dessa forma, o diâmetro do rotor deve aumentar em tamanho para alcançar a potência ótima do vento. Entretanto, um rotor maior resulta em massa adicional no topo da torre, tornando-a mais solicitada. Segundo DOSE et al. (2018) nas últimas décadas registrou-se a tendência de projetos de rotores maiores e mais flexíveis, tornando as turbinas eólicas modernas muito sensíveis às influências aeroelásticas. No final de 2016, foram lançadas no mercado diversas turbinas eólicas de potências até 8 MW, alcançando pás de 80m de comprimento.

A turbulência pode induzir grandes amplitudes de vibração na estrutura. Segundo LUHUR et al. (2016) a variação da velocidade média do vento com a altura induz a pressões diferentes em um mesmo ponto do rotor, conforme sua posição angular, resultando em forças altamente dinâmicas. Os aerogeradores possuem sistemas de controle avançados para aumentar a produção de energia e para atender aos requisitos de segurança em caso de condições ambientais adversas. O sistema de controle de passo das pás, *pitch*, é responsável por controlar a carga aerodinâmica aplicada à turbina na ocorrência de condições adversas de vento, atuando de forma a reduzir as forças de empuxo na pá, mitigando a ocorrência de danos no aerogerador.

O desenvolvimento de pesquisas sobre a engenharia estrutural dos aerogeradores é dificultada pela restrição ao acesso público às características e especificações técnicas das turbinas eólicas, posto que tais informações são consideradas sigilosas pelos fabricantes mundiais. SOUZA (2019) aponta que as

características inerentes à geometria das pás são mantidas em sigilo, uma vez que estão diretamente relacionadas com a eficiência do rotor.

O Laboratório Nacional de Energia Renovável dos Estados Unidos (NREL), foi pioneiro no desenvolvimento de componentes e sistemas que levaram a tecnologia da energia eólica a novos patamares, fornecendo subsídios para desenvolvimento e validação de pesquisas científicas nesse campo. O NREL desenvolveu e disponibilizou publicamente as especificações técnicas de uma turbina eólica, incluindo as propriedades aerodinâmicas, estruturais e do sistema de controle. Essa turbina, apresentada por JONKMAN et al. (2009) é amplamente utilizada em estudos científicos, ficando conhecida como Turbina Eólica de Base NREL 5 MW.

De acordo com a Academia Europeia de Energia Eólica – EAWE (2016), os estudos que discretizam a torre e a pá em elementos de viga fornecem dados de boa acurácia, entretanto, não são capazes de prever informações importantes para fabricação das torres e pás, tais como a distribuição detalhada de tensões e, portanto, não preveem fenômenos localizados como a fadiga. Segundo DOSE et al. (2018), de maneira geral, o projeto da turbina eólica industrial considera a teoria da Quantidade de Movimento do Elemento de Pá (BEM) para cálculos de cargas aeroelásticas, entretanto essa teoria não prevê fenômenos aeroelásticos complexos, sendo portanto necessário o desenvolvimento de pesquisas considerando a modelagem numérica e a dinâmica de fluidos computacional (CFD), promovendo melhor previsão das cargas aerodinâmicas atuantes e do comportamento estrutural do aerogerador.

DO et al. (2020) apresentam que as cargas estruturais, que afetam a torre e as pás, resultam principalmente da gravidade e das forças do vento que atuam na área do rotor da turbina eólica. O perfil de velocidade média do vento na camada limite da atmosfera aumenta com a altura, em função da rugosidade do terreno, sofrendo variações tanto na direção quanto na magnitude. Em torno do perfil médio de velocidade, ocorrem flutuações de natureza estocástica, gerando cargas aerodinâmicas aleatórias. A Comissão Eletrotécnica Internacional, através da norma IEC 61400- 1 - *Wind Turbines Design Requirements*, apresenta o vento como a principal condição externa que afeta a integridade estrutural de um aerogerador. As condições externas são subdivididas em condições normais, que dizem respeito a carregamentos estruturais recorrentes, e condições extremas, que consideram

carregamentos raros – incluindo eventos de cisalhamento do vento, bem como picos de velocidade do vento devido às tempestades e mudanças rápidas na velocidade e direção do vento.

1.2

Objetivo

O presente estudo visa compreender o comportamento estrutural de um aerogerador submetido aos campos de velocidade de vento normal e extremo definidos conforme a IEC 61400- 1 - *Wind Turbines Design Requirements*. No período de operação do aerogerador, utiliza-se o perfil de velocidade normal do vento, e para o período de indisponibilidade devido às condições extremas, utiliza-se o perfil de velocidade extrema do vento com período de recorrência de 1 e 50 anos. Para o sistema acoplado rotor-torre avaliam-se os efeitos da perda na ponta das pás e do desalinhamento do eixo de *yaw*, sendo o comportamento estrutural analisado em função dos esforços resultantes na base da torre e na raiz da pá, bem como dos deslocamentos no topo da torre e na ponta da pá.

O estudo considera a Turbina Eólica de Base de 5 MW desenvolvida pelo Laboratório Nacional de Energia Renovável (NREL), cujas especificações técnicas foram apresentadas por JONKMAN et al. (2009). A turbina eólica de eixo horizontal possui um rotor com três pás e sistema *upwind*, ou seja, operam com a face contra a direção do vento. O estudo considera o aerogerador sobre plataforma *onshore*.

O comportamento da estrutura será avaliado através da simulação do sistema acoplado rotor-torre-fundação no código FAST, que é um simulador aero-hidro-servo-elástico desenvolvido pelo NREL, de acesso público, e bem documentado na comunidade científica. Os casos de vento normal e extremo, estabelecidos pela IEC 61400-1 e utilizados no FAST, são processados pelo programa TurbSim também fornecido pelo NREL. A análise modal do aerogerador é realizado no software SAP2000 a fim de se obter as frequências naturais e avaliar a característica dos modos de vibração da estrutura. O modelo de elementos finitos considera a torre e as pás discretizadas em elementos de viga.

1.3

Organização da Dissertação

O presente trabalho é composto por sete capítulos, incluindo esta introdução.

O Capítulo 2 apresenta brevemente alguns tipos de aerogeradores, bem como as características e parâmetros dos principais componentes de uma turbina eólica de eixo horizontal: a torre, o rotor – pás e hub, a nacele e os principais sistemas de controle da turbina – o controle de velocidade (*pitch* ou *stall*) e o controle de orientação do rotor com relação a corrente de vento (*yaw*).

O Capítulo 3 apresenta as ações externas atuantes nos aerogeradores de eixo horizontal, sendo consideradas as ações aerodinâmicas e forças do vento. Para as forças aerodinâmicas no rotor, são apresentadas a teoria do Disco Atuador e a teoria do Momento de Elemento de Pá. Para o campo de vento são apresentadas as considerações gerais segundo a IEC 61400-1, bem como os modelos de perfil normal e extremo de vento a serem utilizados na análise.

O Capítulo 4 apresenta as especificações da turbina eólica de base de 5MW desenvolvida pelo NREL, descrevendo as propriedades dos componentes, o sistema de coordenadas e o intervalo de frequência de operação. Este capítulo contempla ainda a descrição dos modelos da estrutura elaborados no SAP2000 e no FAST, bem como uma breve explicação dos programas utilizados.

O Capítulo 5 apresenta os resultados e discussões da análise modal realizada no SAP2000 e da análise dinâmica-estrutural realizada no código FAST para a turbina eólica de base de 5MW desenvolvida pelo NREL. Este capítulo contempla a validação do modelo, a influência da perda de energia nas pontas das pás e no hub, a influência da variação da velocidade do vento, o comportamento da estrutura no modo de produção de energia e indisponibilidade e as frequências naturais e de excitação da estrutura.

O Capítulo 6 apresenta as considerações finais do estudo com base nas análises realizadas e apresentadas no Capítulo 5, bem como as sugestões para trabalhos futuros nesta área de estudo.

O Capítulo 7 apresenta as referências bibliográficas utilizadas como base para o desenvolvimento desse trabalho.

2

Aerogeradores

O presente capítulo apresenta os tipos de aerogeradores, ou turbinas eólicas, bem como as características e parâmetros de seus principais componentes.

Denomina-se energia eólica a energia cinética contida nas massas de ar em movimento (vento). Seu aproveitamento ocorre por meio da conversão da energia cinética de translação em energia cinética de rotação, com o emprego de turbinas eólicas, também denominadas aerogeradores, para a geração de eletricidade. (ANEEL, 2006). A força do vento movimenta as pás do aerogerador, gerando um movimento rotativo no eixo da turbina até atingir altas rotações. Acoplado ao rotor, existe um gerador, que é responsável pela transformação da energia cinética em energia elétrica.

A orientação do eixo da turbina diferencia os aerogeradores em horizontais e verticais. As turbinas eólicas de eixo horizontal (TEEH) possuem maior eficiência, pois o rotor é posicionado na direção do escoamento do vento, por isso são comercial e economicamente mais competitivas (LAKEW, 2016). Apesar da turbina eólica de eixo vertical (TEEV) ser menos eficiente, ela pode ser utilizada tanto em regiões com baixas velocidades de vento quanto com regime turbulento, pois o rotor recebe fluxo de vento de qualquer direção.



(a)



(b)

Figura 4 –Turbina eólica: (a) eixo horizontal – TEEH e (b) eixo vertical – TEEV.

Fonte: MAIA, 2018.

A turbina eólica de eixo horizontal – TEEH – é o tipo mais utilizado no mercado e, portanto, o principal objetivo da análise desse trabalho. De modo geral, os modelos mais comercializados são constituídas de duas ou três pás, cujo sistema opera na direção oposta ao fluxo de vento (upwind), com auxílio de um dispositivo motorizado que orienta o rotor e a nacele diretamente contra o vento, ou na direção a favor do fluxo de vento (downwind), onde o vento atua pela retaguarda das pás e o rotor se orienta automaticamente, conforme pode ser observado na Figura 5.

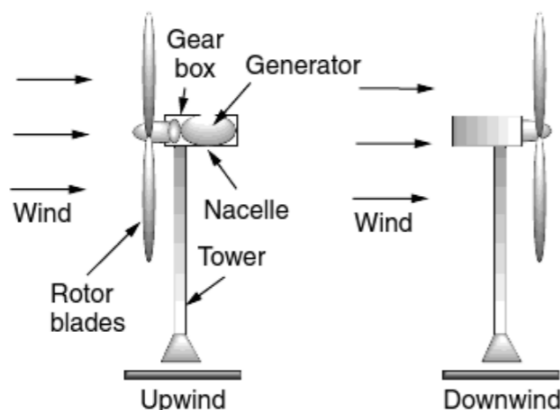


Figura 5 – Posicionamento da turbina eólica com sistema upwind e downwind.

Fonte: LAKEW, 2016.

Segundo LAKEW (2016), as vantagens das turbinas upwind são que o fluxo do vento atinge diretamente o rotor, sem ter a torre como obstáculo, causando menores perdas de energia. As turbinas downwind tem a vantagem da nacele ser auto ajustável, ou seja, não possui sistema de *yaw* para orientação da nacele na direção do vento, sendo esta naturalmente orientada pelo vento incidente. No entanto, quando a nacele gira repetidamente na mesma direção, há um enrolamento dos cabos internos, sendo necessário distorcê-los.

Os rotores de eixo horizontal são movidos por forças aerodinâmicas chamadas de forças de sustentação (*lift*) e forças de arrasto (*drag*). Um corpo que obstrui o movimento do vento sofre a ação de forças que atuam perpendicularmente ao escoamento (forças de sustentação) e de forças que atuam na direção do escoamento (forças de arrasto).

Os tópicos a seguir discorrem brevemente sobre os principais componentes dos aerogeradores de eixo horizontal - TEEH, bem como suas principais propriedades estruturais, mecânicas e aerodinâmicas. A Figura 6 ilustra os principais componentes das TEEHs.

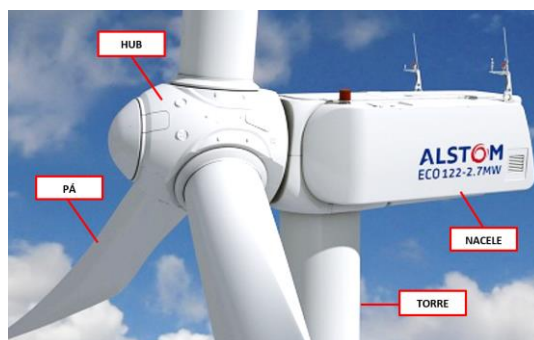


Figura 6 – Principais componentes das turbinas eólicas

Fonte: Adaptado de USINAGEM BRASIL (2012).

2.1

Plataforma Onshore e Offshore

A instalação dos aerogeradores pode ocorrer sob fundação *onshore*, em terra, ou *offshore*, no mar. As velocidades do vento *offshore* são mais elevadas e estáveis, existindo pouco ou nenhum obstáculo físico ao fluxo de vento, entretanto um documentário da KIWI ENERGY (2019) destaca que as turbinas offshore custam 20% a mais, e as torres e fundações custam mais de 2,5 vezes o preço de um projeto *onshore* de capacidade instalada semelhante. HAU (2013 apud SOUZA, 2019) informa que a fundação é responsável por uma parcela significativa do custo de implantação de uma usina eólica, podendo atingir até 20% do valor do empreendimento.

O presente trabalho irá considerar o aerogerador instalado em plataforma *onshore*. Segundo ZYL (2014), os tipos de fundações para aerogeradores *onshore* são principalmente: sapatas, grupo de estacas e monoestaca (monopile).

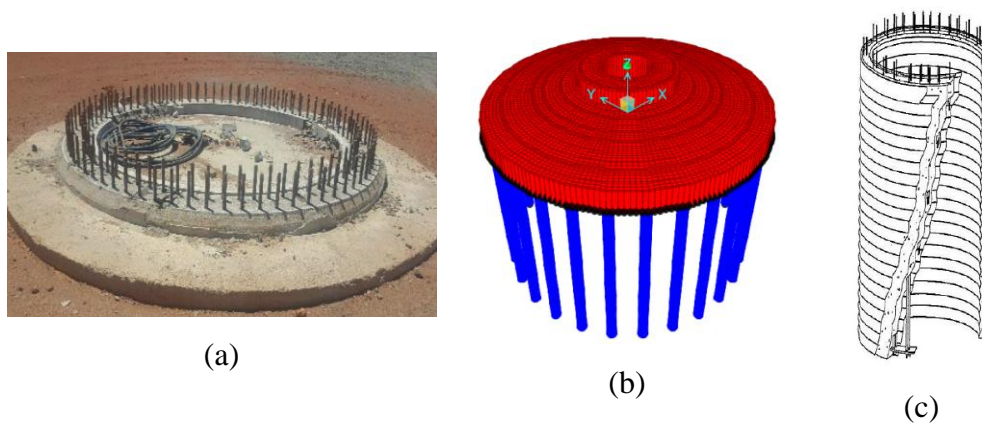


Figura 7 – Fundação onshore: (a) sapata; (b) grupo de estacas e (c) monoestaca.

Fonte: a Autora; a Autora; P&H, 2012 apud ZYL, 2014.

2.2

Torre

A torre do aerogerador sustenta a nacele e o rotor, permitindo que este seja submetido a valores superiores de velocidade de vento, garantindo maior eficiência de captação da energia devido à altura. Dentre os principais tipos de torre, destacam-se as tubulares de aço soldado, as treliçadas e as de concreto protendido.

2.2.1

Torre Tubular de Aço

As torres tubulares de aço, são torres metálicas constituídas por placa de aço dobrada em forma cilíndrica soldadas longitudinalmente e transversalmente, formando tramos cilíndricos, os quais são sobrepostos e ligados através do aparafusamento de seus flanges, originando a seção da torre, conforme a Figura 8 (a) e Figura 8 (b). Segundo LYRNER et al. (2010) as torres de aço soldado predominam no mercado de aerogeradores, sendo a resistência da solda à fadiga um fator determinante no dimensionamento, bem como a variação da seção cilíndrica.

Dentre as vantagens das torres tubulares destacam-se a elevada relação resistência/peso do aço e o curto prazo de montagem. Este último, segundo ROCHA (2016), decorre da torre possuir apenas quatro ou cinco tramos a serem sobrepostos. No entanto, estas torres têm como desvantagem a dificuldade de transporte. Destaca-se também a necessidade de acompanhamento das regiões de solda durante o período de operação e manutenção (O&M), de forma a verificar a ocorrência de corrosão nestes locais e fraturas por fadiga, conforme a Figura 8 (c).

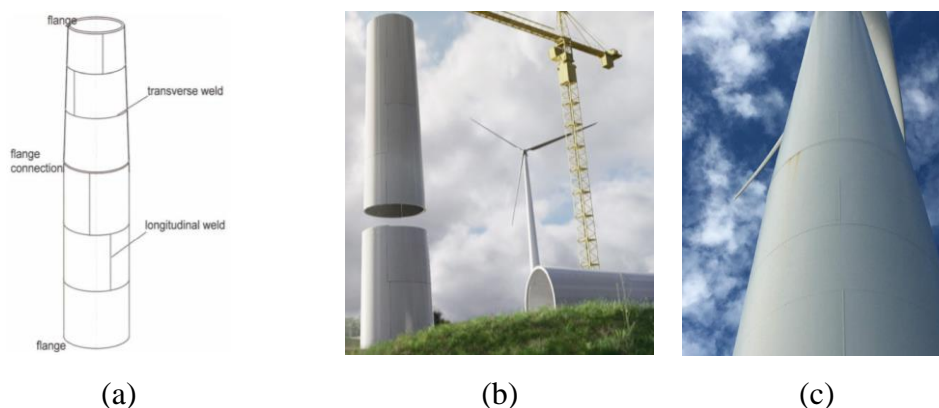


Figura 8 – Torre metálica soldada: (a) esquema de conexões e solda; (b) içamento dos tramos e (c) torre com pontos de corrosão nas soldas dos flanges.

Fonte: LYRNER et al., 2010; CNBM, 2018; a Autora.

2.2.2

Torre de Seção Treliçada

As torres eólicas com seção treliçada são constituídas de perfis de aço soldados. Conforme a Figura 9 (a), este tipo de torre possui seção vazada, possuindo baixo peso e custo, sendo indicada para turbinas eólicas menores e para locais de difícil acesso para o transporte de outros tipos de torre, como a tubular por exemplo. Entretanto, as propriedades dinâmicas e de rigidez torcional são por vezes fatores que inviabilizam a utilização das torres treliçadas em projeto, bem como ressalta-se o grande número de parafusos expostos ao ar livre e com necessidade de verificações periódicas na fase de O&M (LYRNER et al., 2010).

2.2.3

Torre de Concreto Protendido

A utilização de torres de concreto protendido pré-moldados tornou-se relevante devido à alta rigidez e facilidade de transporte/ moldagem in loco deste tipo de alternativa (ROCHA, 2016), conforme Figura 9 (b) e Figura 9 (c). A elevada rigidez possibilita a execução de torres com grandes alturas, bem como resulta na diminuição da deflexão lateral causada pela ação dinâmica do vento. Tais fatos colaboram para que as torres de concreto protendido tenham uma boa resposta estrutural, sendo mais tolerantes à fadiga (CNBM, 2018). Ressalta-se que os prazos de projeto devem ser analisados com cautela, posto que a instalação das torres leva um tempo considerável.

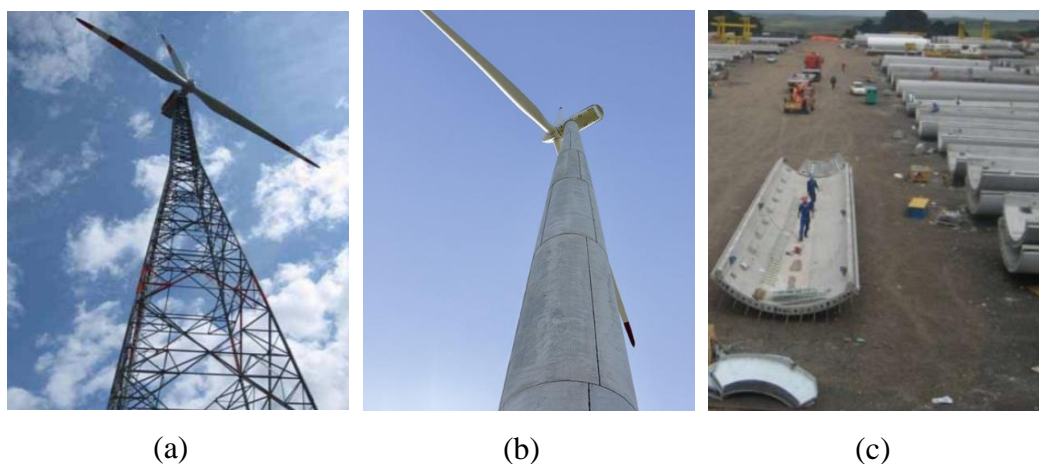


Figura 9 –Torre eólica: (a) treliçada, (b) concreto protendido, (c) módulo do pré-moldado de concreto protendido.

Fonte: LYRNER et al., 2010; .DYWIDAG, 2015; CTZ, 2020.

2.3

Nacele

A nacele não é um elemento ativo, entretanto é um compartimento que abriga o *drivetrain*, palavra usada para descrever todos os componentes mecânicos essenciais que fazem parte do aerogerador, como o eixo de baixa velocidade, a caixa multiplicadora (*gearbox*), o eixo de alta velocidade e o gerador (RODRIGUES, 2016). Em especial, a caixa multiplicadora, tem a função de transformar as rotações que as pás transmitem ao eixo de baixa velocidade, de modo que entregue ao eixo de alta velocidade as rotações que o gerador precisa para funcionar, dessa forma o gerador converte a energia mecânica do eixo em energia elétrica (REIS, 2016).

A Figura 10 ilustra os principais componentes da nacele, bem como aponta os elementos: pás, hub e torre.

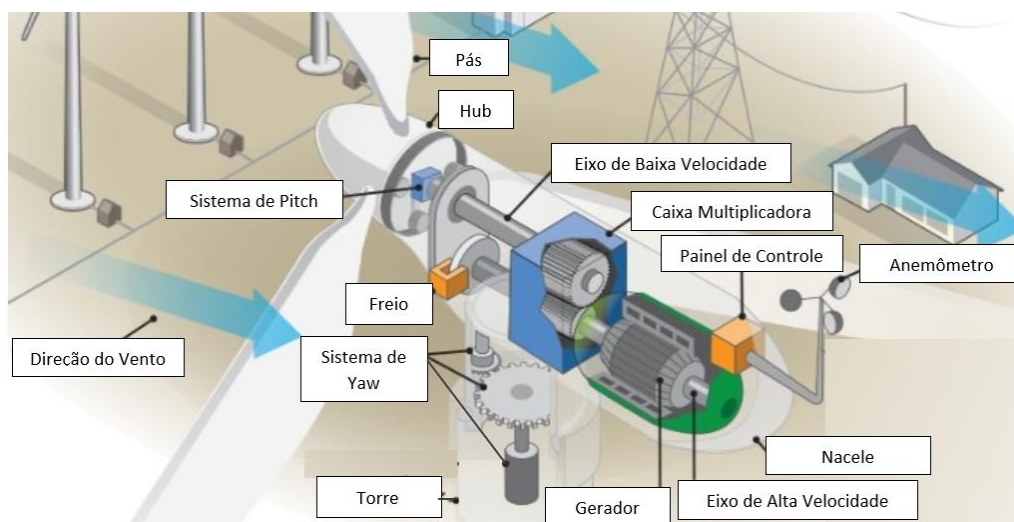


Figura 10 – Principais componentes da nacele.

Fonte: Adaptado de REIS, 2016.

2.4

Pás e Hub

O rotor do aerogerador, compreende as pás e o hub, também chamado de cubo ou “nariz” do rotor, onde as pás são fixadas. Nos estudos e projetos eólicos, a altura do hub é tomada para referência na modelagem do vento e nos cálculos de produção de energia.

As pás são os elementos que entram em contato direto com a massa de ar em movimento, por isso, a geometria das pás é projetada de forma a maximizar a transferência de energia. Segundo PIRES e OLIVEIRA (2010), no instante em que há a interação das pás com o vento, ocorre a transferência de energia cinética do fluido para a superfície da pá. De acordo com SHOKRIEH e RAFIEE (2006), as pás dos aerogeradores são projetadas para um período de vida útil entre 20 e 30 anos, sendo constituídas por materiais compósitos. Segundo BURTON et al. (2001), a fibra de vidro e a fibra de carbono possuem elevada relação resistência à compressão / peso específico quando comparadas ao aço e alumínio, por exemplo.

De acordo com SCHUBEL e CROSSLEY (2012), a pá pode ser dividida em três seções principais, sendo estas classificadas pelo comportamento aerodinâmico e estrutural da pá:

- **Raiz da pá:** corresponde a transição entre a montagem circular e o primeiro perfil de aerofólio. Tal seção está sujeita às cargas mais elevadas, sendo constituídas por perfis de aerofólio espessos com baixa eficiência aerodinâmica.
- **Seção média da pá:** região onde ocorre a maximização da razão entre as forças de sustentação e as forças de arrasto. Esta seção possui eficiência aerodinâmica significativa.
- **Ponta da pá:** região onde também ocorre a maximização da razão entre as forças de sustentação e as forças de arrasto, sendo necessário o uso de aerofólios delgados e geometrias projetadas para reduzir ruído e perdas de energia. Esta seção possui eficiência aerodinâmica elevada.

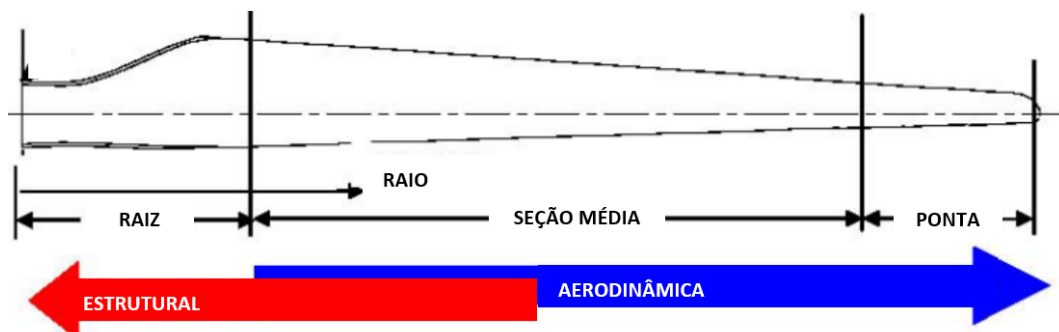


Figura 11 – Seções estruturais e aerodinâmicas das pás.

Fonte: Adaptado de SCHUBEL e CROSSLEY, 2012.

2.4.1

Propriedades Estruturais das Pás

As propriedades estruturais são responsáveis por conferir rigidez à flexão da pá. Segundo JONKMAN et al. (2009), na turbina NREL 5 MW, a inércia na direção *flap* confere a rigidez à flexão em torno da corda e a inércia na direção *edge* confere rigidez à flexão na direção perpendicular à corda. Denomina-se *edge* a direção da corda dos aerofólios das pás, e *flap*, a direção transversal à corda, conforme a Figura 12.

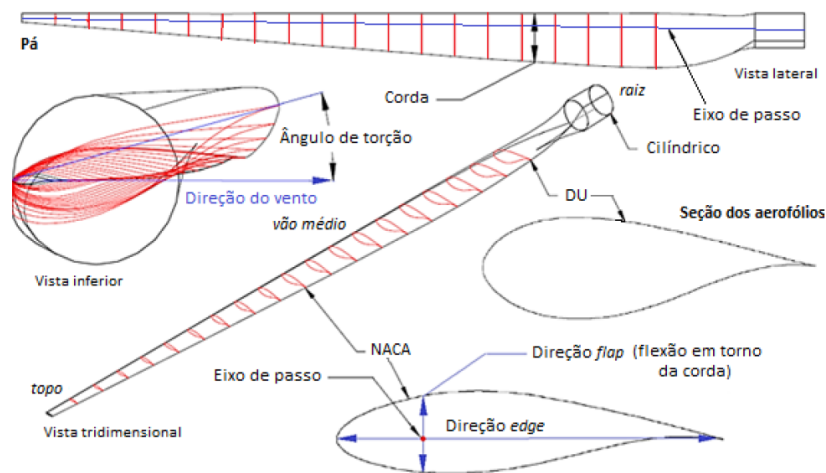


Figura 12 – Configuração das pás de uma TEEH com sistema de controle de passo.

Fonte: Adaptado de SCHUBEL & CROSSLEY, 2012 por SOUZA, 2019.

SOUZA (2019) destaca que a classificação *edge* e *flap*, apresentada acima, não deve ser confundida com as direções de flexão para fora (*flap*) e para dentro (*edge*) do cone de rotação do rotor, conforme Figura 13 (a) e Figura 13 (b).

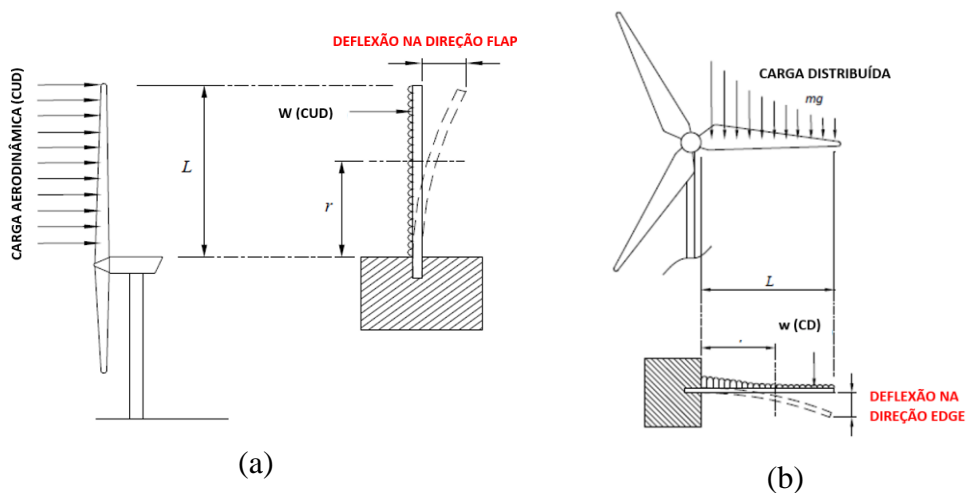


Figura 13 – Deflexão no cone de rotação do rotor: (a) direção *flap*; (b) direção *edge*.

Fonte: Adaptado de SCHUBEL e CROSSLEY, 2012.

2.4.2

Propriedades Aerodinâmicas das Pás

O desempenho da turbina eólica de eixo horizontal está diretamente relacionado as propriedades aerodinâmicas dos perfis das pás. Tais propriedades determinam o coeficiente de sustentação (C_l) e de arrasto (C_d), do inglês *lift* e *drag*, respectivamente. A força atuante na estrutura é a resultante proveniente da relação entre os vetores das forças de sustentação e de arrasto.

O coeficiente de sustentação varia com a alteração de geometria do perfil. O vento que passa na parte superior da seção da pá terá de percorrer uma maior distância (maior velocidade) dado que é uma superfície curva, com isto a pressão neste local é menor (negativa) que na parte inferior (positiva). Este fenômeno permite a rotação do rotor para a situação de um aerogerador, conforme Figura 14.

A força de resistência ou também designada por arrasto deve ser a mais baixa possível, pois esta é uma perda de energia devido a passagem/sucção do vento na parte superior da pá para a parte traseira da pá, criando-se assim numa resistência ao movimento de rotação pretendido.

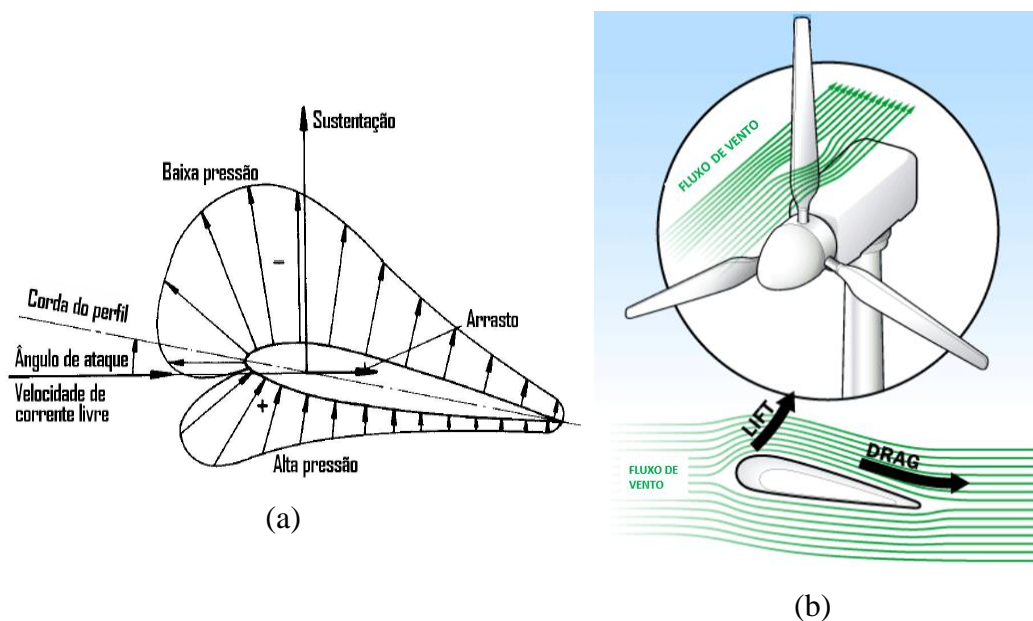


Figura 14 – Forças aerodinâmicas agindo em um perfil exposto ao fluxo de vento: (a) seção do perfil da pá e (b) esquema simplificado – vista do aerogerador e seção da pá.

Fonte: WENZEL, 2007; adaptado de LAYTON, 2020.

De acordo com WENZEL (2007), conhecendo-se a velocidade relativa do vento que atua em cada elemento de pá, é possível determinar o ângulo de ataque e calcular as forças aerodinâmicas da turbina. A dificuldade é encontrada em calcular

as velocidades induzidas que compõem a velocidade relativa devido à formação de esteira de turbulência pelo giro do rotor. Aspectos sobre a esteira do rotor serão abordados posteriormente nesse trabalho.

2.5

Sistemas de Controle da TEEH

Os principais sistemas de controle das turbinas eólicas de eixo horizontal, são o controle de velocidade (*pitch* ou *stall*) e o controle de orientação do rotor com relação a corrente de vento (*yaw*). A Figura 15 ilustra a posição dos sistemas *pitch*, posição 2, bem como do sistema *yaw*, posição 13.

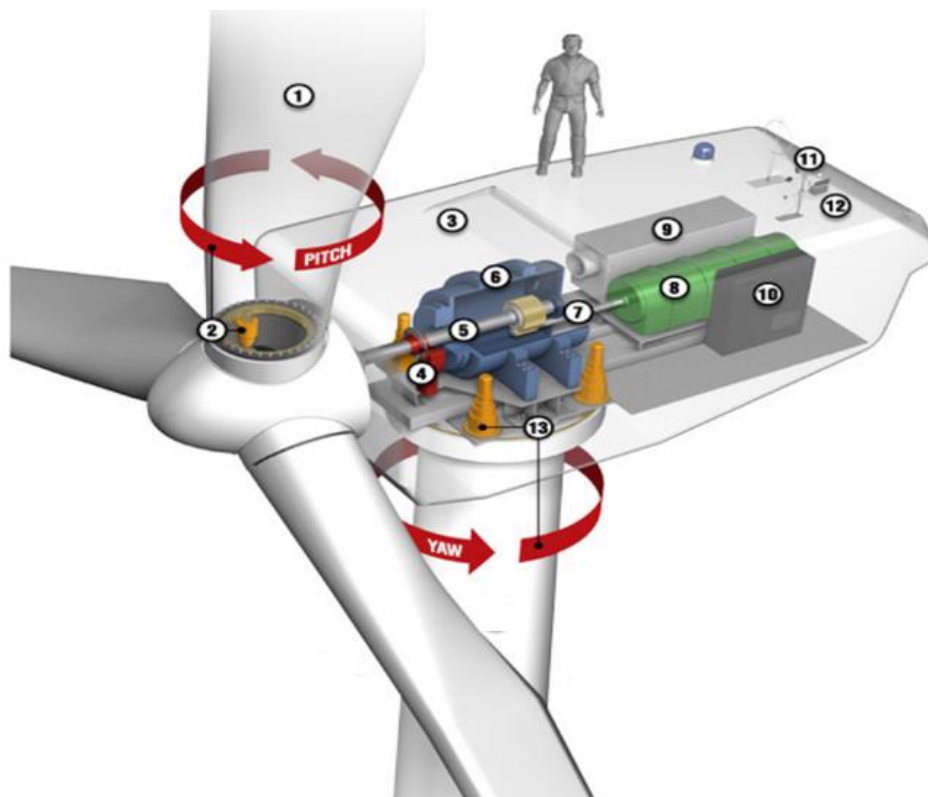


Figura 15 – Posicionamento de atuação do sistema *pitch* e *yaw*.

Fonte: Adaptado de SCHUBEL e CROSSLEY (2012).

As turbinas eólicas apresentam diferentes tipos de controle para frenagem em velocidades de vento elevadas, são os controles por *Stall* ou *Pitch*. No controle por *stall*, em altas velocidades de vento, há um desprendimento do fluxo de vento no perfil aerodinâmico, gerando vórtices e assim aumentando o arrasto e diminuindo a velocidade angular ou rotação. Já no controle por *pitch*, também chamado de controle de passo, ocorre a alteração do ângulo das pás, de forma a posicioná-las

perpendicularmente ao vento, diminuindo a sustentação aerodinâmica e, consequentemente, a rotação do rotor (WENZEL, 2007).

Segundo SOUZA (2019), as TEEH apresentam um sofisticado sistema de controle de passo (*pitch*) que permite otimizar os ganhos de energia através da alteração do ângulo das pás, de forma a obter maior eficiência do vento, bem como atua nas operações de segurança, freando a máquina para velocidades muito altas (acima de 25 m/s).

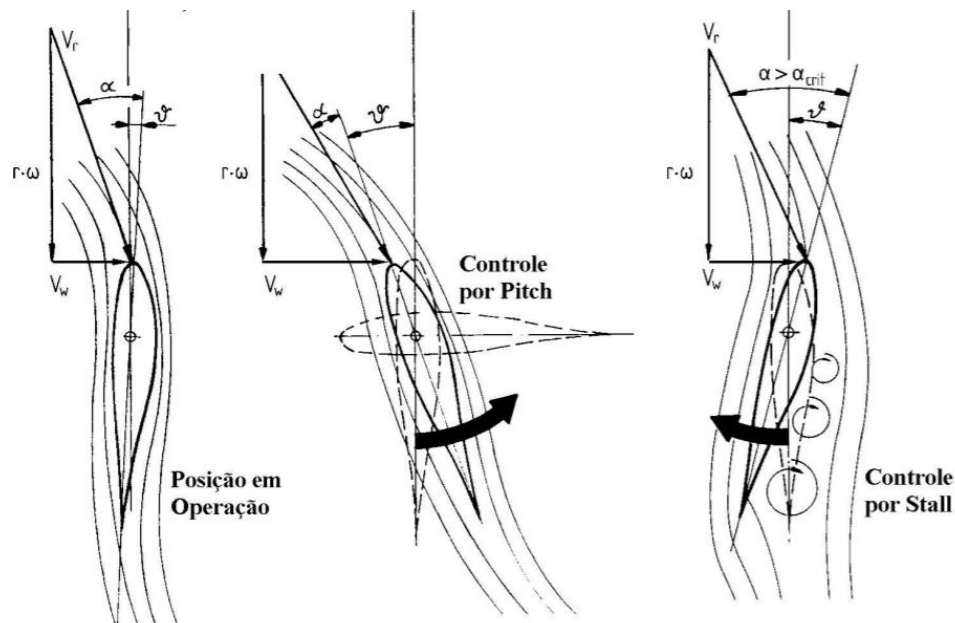


Figura 16 – Sistemas de controle de velocidade da TEEH.

Fonte: Adaptado de WENZEL, 2007.

O sistema de controle de *yaw*, também conhecido como mecanismo de guinada, é o sistema responsável pelo alinhamento do eixo do rotor com relação ao vento, de forma a obter a maior quantidade de energia. O sistema de *yaw* atua com base nas informações oriundas do anemômetro e cata-vento presentes na nacelle. Segundo PEREIRA (2015), esse sistema é de grande importância em turbina *upwind*, pois caso esse alinhamento não ocorra, pode haver redução na produção de energia e geração de esforços indesejados na nacelle e em seus componentes mecânicos internos.

3**Ações Externas e Critérios para Projeto da TEEH
conforme a IEC 61400-1**

O presente capítulo contempla as ações externas atuantes nos aerogeradores de eixo horizontal, sendo apresentadas as forças aerodinâmicas oriundas dos campos de velocidade do vento. Posto que será utilizado programa específico para a obtenção destas forças, será discorrido brevemente sobre os principais métodos teóricos para determinação das ações atuantes.

As turbinas eólicas estão sujeitas à turbulência atmosférica, ao cisalhamento e às mudanças direcionais do vento, tanto no tempo quanto no espaço, e efeitos de esteira de turbinas eólicas vizinhas. De acordo com a Academia Europeia de Energia Eólica (EAW, 2016), a combinação desses efeitos representa as condições normais de operação experimentadas pelas pás e, uma vez que as forças variam no tempo e espaço, a descrição dinâmica é uma parte intrínseca da análise aerodinâmica de um aerogerador.

3.1**Forças Aerodinâmicas no Rotor**

Segundo BURTON et al. (2001), é possível iniciar uma análise do comportamento aerodinâmico de turbinas eólicas apenas considerando o processo de extração de energia, sendo para isso utilizado a Teoria do Disco Atuador.

3.1.1**Teoria do Disco Atuador**

A Figura 17 (a) ilustra o esquema do disco atuador, onde, a montante do disco, o tubo de corrente tem área de seção transversal menor que a do disco e, a jusante do disco, possui uma área maior. Essa expansão do tubo de corrente ocorre porque a taxa de fluxo de massa deve ser a mesma em todos os lugares, portanto:

$$\rho A_{\infty} U_{\infty} = \rho A_d U_d = \rho A_w U_w \quad (1)$$

onde ρ é a densidade do ar, A é a área da seção transversal e U é a velocidade do escoamento. O símbolo ∞ refere-se às condições a montante, d refere-se às condições no disco (plano de rotação), e w refere-se às condições muito a jusante.

Na Figura 17 (b) quatro regiões são mostradas: (1) a montante da turbina, (2) imediatamente antes das pás, (3) imediatamente após as pás e (4) a jusante das pás. No escoamento do vento entre as regiões (2) e (3) a energia é extraída e há uma mudança na pressão. A perda de energia cinética é estimada considerando-se as seguintes premissas: (i) a pressão do campo distante do disco é constante; (ii) não ocorre perdas por atrito ao longo do tubo e (iii) o escoamento do fluido obedece à equação de Bernoulli (BURTON et al., 2001).

A presença do disco atuador representa um obstáculo para o escoamento incidente, ocasionando uma desaceleração da velocidade do vento a montante, U_{∞} , de valor conhecido, para um valor U_d , no plano de rotação. Como resultado dessa desaceleração, o tubo de corrente se expande e a pressão estática aumenta, indo desde um valor de P_{∞} , pressão atmosférica, para um valor P_d^{+} , exatamente a montante do disco. Devido à troca de energia entre o disco atuador e as partículas de ar, observa-se uma abrupta queda de pressão para P_d^{-} , na região a jusante do disco. Essa diferença de pressão é causada pela redução de energia do ar e pela perda de velocidade na esteira. A pressão na esteira se recupera até alcançar o equilíbrio com a pressão atmosférica, P_{∞} , o que provoca uma desaceleração adicional do escoamento, U_w (MO et al., 2019).

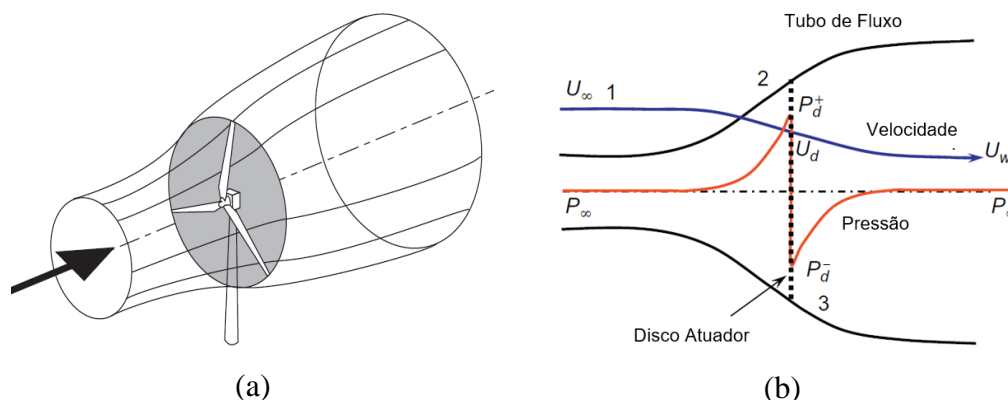


Figura 17 – Tubo de corrente e disco atuador: (a) tubo de corrente de uma turbina eólica; (b) esquema de extração de energia no disco atuador.

Fonte: adaptado de BURTON et al., 2001; adaptado de MO et al., 2019.

É usual considerar que o disco atuador induz uma variação de velocidade que deve ser sobreposta à velocidade do escoamento livre. O componente deste fluxo induzido no disco é dado por $-aU_\infty$, onde a é chamado de fator de indução de fluxo axial ou fator de influxo. No disco, portanto, a velocidade de escoamento do vento é:

$$U_d = U_\infty(1 - a) \quad (2)$$

De acordo com BURTON et al. (2001), a condição de incompressibilidade impõe que o fluxo da massa de ar seja constante e, dessa forma, aplicando o princípio da conservação da quantidade de movimento para o caso de um rotor ideal, sem perdas, obtém-se que a força de empuxo no rotor é igual a taxa de variação da quantidade de movimento do ar que passa pelo disco atuador com velocidade variando de U_∞ à U_w . A partir destas condições e aplicando o teorema de Bernoulli aos escoamentos a montante e jusante chega-se a:

$$U_d = \frac{U_\infty + U_w}{2} \quad (3)$$

Das equações (2) e (3), tem-se que a velocidade a jusante do disco do rotor é:

$$U_w = U_\infty(1 - 2a) \quad (4)$$

O torque na pá do aerogerador induz uma velocidade angular ao rotor, Ω , ao passo que a reação ao torque faz com que o ar gire em uma direção oposta à do rotor, conforme a Figura 18 (a). Dessa forma, após o disco, o escoamento do vento segue trajetória helicoidal em virtude do surgimento da força tangencial. A componente tangencial da velocidade imediatamente a jusante do disco, ω , é calculada pela introdução de um fator de indução tangencial, a' , conforme (5) (BURTON et al., 2001). A esta região onde a trajetória do vento é helicoidal, denomina-se esteira.

$$\omega = 2 r \Omega a' \quad (5)$$

Onde Ω é a velocidade angular do rotor, r a distância de um anel anular com espessura dr , conforme a Figura 18 (b).

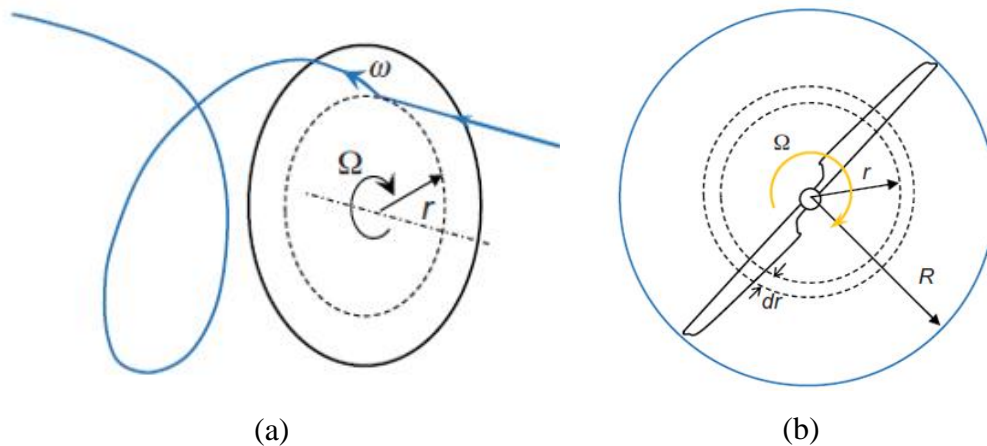


Figura 18 – Esteira: mudança na velocidade e quantidade de movimento angular do vento na turbina eólica (a); anel anular ilustrado no disco do rotor (b)

Fonte: MO; CHEUNG; DAS, 2019.

Ao extrair a energia do vento, uma turbina eólica deixa uma esteira à jusante caracterizada por velocidades de vento reduzidas e níveis de turbulência elevados, conforme a Figura 19 (a). Por isso, é importante considerar o efeito esteira na concepção de um parque eólico, posto que uma turbina operando na região de esteiras sobrepostas irá produzir menos energia e sofrer maior carga estrutural quando comparada a uma turbina operando na corrente livre. O estudo do posicionamento das turbinas de um parque eólico para a diminuição das perdas aerodinâmicas torna-se, portanto, um problema de otimização complexo e uma das premissas básicas adotadas é o afastamento mínimo entre as turbinas de acordo com o diâmetro do rotor (D), conforme a Figura 19 (b) (ORTIZ, 2016; WENZEL, 2007).

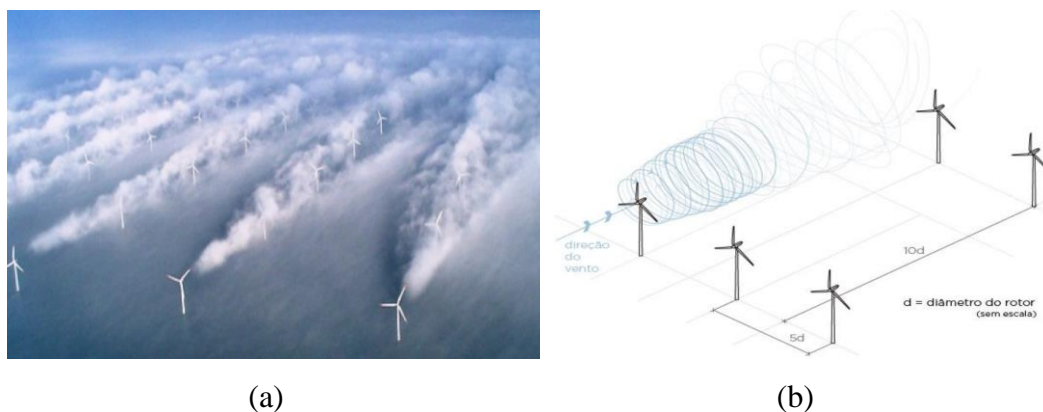


Figura 19 – Esteira aerodinâmica do rotor: (a) visualização do efeito esteira em névoa; (b) distâncias mínimas entre turbinas.

Fonte: FERNANDEZ, 2018; ORTIZ, 2016.

3.1.2

Teoria da Quantidade de Movimento do Elemento de Pá (BEM)

A complexidade na determinação das forças aerodinâmicas resulta na necessidade de simplificações em relação a situação real, onde o campo de velocidade do vento é turbulento. Teorias para cálculo das forças aerodinâmicas no rotor foram elaboradas com base na simplificação do escoamento permanente do vento (BURTON et al., 2001).

BURTON et al. (2001) discorre sobre Teoria da Quantidade de Movimento do Elemento de Pá – do inglês *Blade Element Momentum* (BEM), teoria amplamente utilizada no meio acadêmico e em projetos de engenharia para dimensionamento das forças nas pás dos aerogeradores. A teoria BEM é fundamentada na Teoria do Elemento de Pá e na Teoria da Quantidade de Movimento, sendo esta última oriunda da Teoria do Disco Atuador.

A **Teoria do Elemento de Pá** considera a discretização da pá em elementos de menor espessura, conforme a Figura 20. Essa teoria supõe que as forças em um elemento de pá podem ser calculadas por meio de características de aerofólio bidimensional usando um ângulo de ataque determinado a partir da velocidade resultante incidente no plano da seção transversal do elemento. Os componentes da velocidade em uma posição radial na pá, expressos em termos da velocidade do vento, os fatores de fluxo e a velocidade de rotação do rotor, determinarão o ângulo de ataque. De posse das informações sobre como os coeficientes característicos do aerofólio – coeficiente de sustentação (C_l) e de arrasto (C_d) – variam com o ângulo de ataque, as forças nas pás para determinados valores de a e a' podem ser determinadas (BURTON et al., 2001).

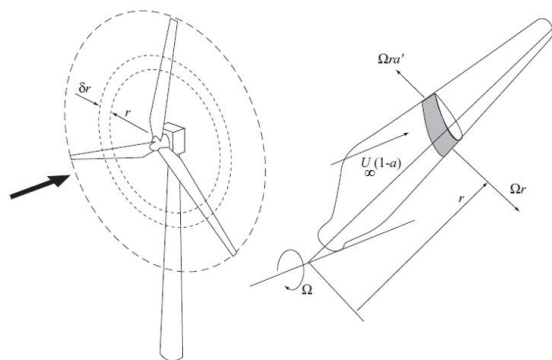


Figura 20 – Elemento de pá varrendo um anel angular no plano de rotação

Fonte: adaptado de BURTON et al., 2001.

A Teoria do Elemento de Pá considera um rotor de raio R , com corda de comprimento c , e ângulo *pitch* β , medido a partir da linha de eixo da corda ao plano de rotação do disco. Considera-se que as pás rotacionam sob uma velocidade angular Ω , submetidas a velocidade de vento a montante U_∞ com densidade ρ_{ar} . A velocidade tangencial Ωr do elemento de pá, mostrado na Figura 21, combinada com a velocidade tangencial na região de esteira, $\Omega r a'$, faz com que a velocidade tangencial resultante sob a pá seja $\Omega r(1 + a')$.

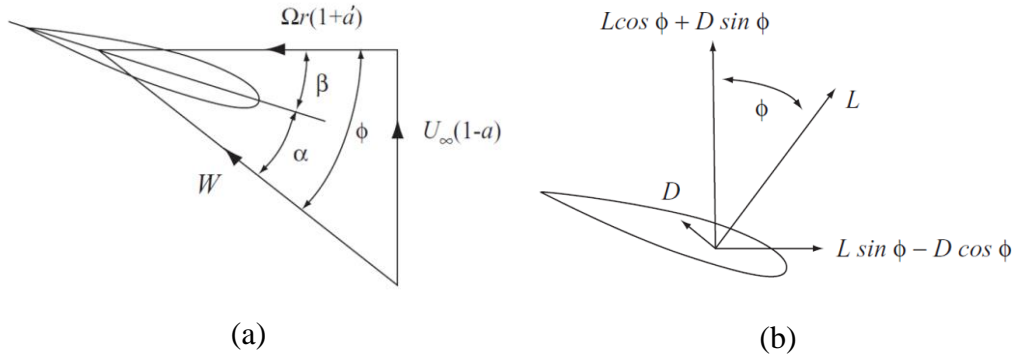


Figura 21 – Elemento de pá: (a) velocidade e (b) forças relativas à corda no raio r .

Fonte: adaptado de BURTON et al., 2001.

A velocidade relativa resultante no elemento da pá, W , é dada pela relação entre a velocidade resultante do vento incidente $U_\infty(1 - a)$ e a velocidade tangencial atuante sob o elemento de pá. Portanto a velocidade relativa resultante no elemento de pá é expressa por:

$$W = \sqrt{U_\infty^2(1 - a)^2 + \Omega^2 r^2(1 + a')^2} \quad (6)$$

A velocidade W age sob um ângulo \emptyset em relação ao plano de rotação, onde:

$$\text{sen } \emptyset = \frac{U_\infty(1 - a)}{W} \quad (7)$$

$$\text{cos } \emptyset = \frac{\Omega r(1 + a')}{W} \quad (8)$$

O ângulo de ataque, α , é dado por:

$$\alpha = \emptyset - \beta \quad (9)$$

A força de sustentação no elemento de pá, L , normal à direção W é dada por:

$$L = \frac{1}{2} \rho_{ar} W^2 c C_l \quad (10)$$

A força de arrasto no elemento de pá, D , paralela à direção W é dada por:

$$D = \frac{1}{2} \rho_{ar} W^2 c C_d \quad (11)$$

A força resultante pode ser escrita em termos da componente de empuxo (perpendicular ao plano de rotação), dF_N , e a força perpendicular a esta, que produz o torque dF_T (BURTON et al., 2001). Considerando-se um rotor com um número de pás B e um elemento de comprimento dr , tem-se:

$$dF_N = B \frac{1}{2} \rho_{ar} W^2 c [C_l \cos \phi + C_d \sin \phi] dr \quad (12)$$

$$dF_T = B \frac{1}{2} \rho_{ar} W^2 c [C_l \sin \phi - C_d \cos \phi] r dr \quad (13)$$

BURTON et al. (2001) apresenta a **Teoria da Quantidade de Movimento** e demonstra que o ar que passa através do disco sofre uma mudança na velocidade, de U_∞ à U_w , submetida a uma taxa de mudança de quantidade de movimento igual à mudança de velocidade vezes a taxa de fluxo de massa de ar. Quando o empuxo e o torque são igualados às taxas de variação das quantidades de movimento linear e angular do escoamento, tem-se (BURTON et al., 2001; SOUZA, 2019):

$$dF_N = 4\pi r \rho_{ar} W^2 (1 - a) a dr \quad (14)$$

$$dF_T = 4\pi r^3 \rho_{ar} W \Omega (1 - a) a' dr \quad (15)$$

A **Teoria da Quantidade de Movimento do Elemento de Pá (BEM)** surge da relação entre as equações (12), (13), (14) e (15), possibilitando a obtenção dos fatores de indução, a e a' . Vale ressaltar que esta teoria, apesar de ser amplamente utilizada, possui algumas limitações, por exemplo: o fator de indução de fluxo é considerado invariável radialmente, desconsideram-se as perdas de energia gerada pelos vórtices nas ponta das pás e no hub, desconsidera-se ainda a inclinação do plano do rotor e das pás (conicidade). De forma a corrigir as considerações das

perdas nas pontas das pás e hub, podem ser utilizadas equações de correção desenvolvidas por Prandtl (BURTON et al., 2001; SOUZA, 2019).

Após manipulações das equações, obtém-se os fatores de indução axial e tangencial através da iteração a seguir (ALVES, 2015; BURTON et al., 2001):

$$\frac{a}{1+a'} = \frac{\sigma_c(C_l \sin\phi - C_d \cos\phi)}{4 \sin\phi \cos\phi} \quad (16)$$

onde σ_c é a solidez da corda, que é definida como o comprimento total da corda em determinado raio dividido pela circunferência do disco nesse raio.

$$\sigma_c = \frac{Bc}{2\pi r} \quad (17)$$

3.2 Campo de Velocidade do Vento

O comportamento do vento é em geral turbulento, sendo seu campo de velocidade formado por uma componente de velocidade média em conjunto com uma velocidade flutuante e aleatória em torno do valor médio. Tal componente aleatória é oriunda do efeito de rajada do vento, também denominado de turbulência, fazendo com que o vento apresente variações bruscas de velocidade.

A velocidade média do vento varia conforme a altura, em função da rugosidade do terreno, conforme a Figura 22. O domínio vertical no qual o perfil de velocidade do vento é afetado pelas características do solo é designado por camada limite atmosférica. A turbulência é maior quanto menor a altura z , pois há maior interferência de obstáculos. Em termos matemáticos, o vento é representado estatisticamente pela média, desvio padrão da parcela flutuante e funções de densidade espectral ou espectros (HOLMES, 2013; BLESSMANN, 1995).

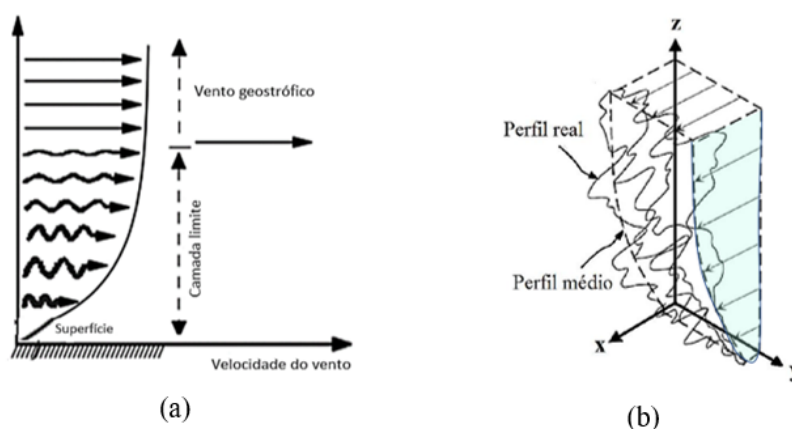


Figura 22 – Elemento de pá varrendo um anel angular no plano de rotação

Fonte: MARTINS et al, 2008 apud SOUZA, 2019; adaptado de TEMPEL, 2006.

3.2.1

Campo de Velocidade Média

Os **perfis de velocidade média do vento** ao longo da camada limite atmosférica, campo de velocidade média, são usualmente definidos no setor de energia eólica através da lei de potência. Para uma dada altura, z , o valor da velocidade de vento, $U(z)$, é relacionada com um ponto referência de velocidade de vento, $U(z_{ref})$, e altura, z_{ref} , bem como a um fator cisalhante, p , conforme a equação (18). A lei da potência foi definida por Davenport em 1960 e é amplamente aceita no meio industrial e acadêmico.

$$U(z) = U(z_{ref}) \left(\frac{z}{z_{ref}} \right)^p \quad (18)$$

O coeficiente cisalhante, p , depende da rugosidade do terreno e é calculado a partir da consideração de uma altura de referência, conforme a equação (19). A IEC 61400-1 também utiliza essa consideração, tomando como referência a altura do hub, conforme apresentado no item 3.3.3.

$$p = \log \left(\frac{U(z_2)}{U(z_1)} \right) \log \left(\frac{z_2}{z_1} \right) \quad (19)$$

Segundo SALVADOR (2012), terrenos com relevo acentuado provocam uma aceleração junto ao solo, diminuindo assim o fator cisalhante, podendo este tomar valores negativos. A norma IEC 61400-1 aconselha, por razões de segurança, que os aerogeradores não sejam colocados em locais onde o fator cisalhante é negativo ou superior a 0,2.

3.2.2

Campo de Intensidade de Turbulência

Os **perfis de velocidade flutuante do vento** ao longo da camada limite atmosférica, campo de turbulência, no geral se comportam de forma aleatória, com diferentes dimensões e frequências, não sendo possível alcançar resultados de precisão através de um estudo determinístico. A melhor maneira de estudá-los é através de ferramentas estatísticas. Para definir a parcela flutuante do vento, é necessário conhecer os conceitos da função periódica e espectro de potência da velocidade flutuante do vento (HOLMES, 2013; BLESSMANN, 1998).

Define-se **função periódica** como aquela cujo valor se repete após um determinado período fundamental. A parcela variável da velocidade do vento é um efeito periódico, de média zero. O nível de turbulência do vento pode ser medido pelo seu desvio padrão, σ_k , que define a variação dos valores de uma série em torno de sua média (RIOS, 2015). Segundo BURTON et al. (2001), a intensidade da turbulência na direção de escoamento k , em uma determinada localidade, $I_k(z)$, é definida como a razão entre o desvio padrão das flutuações da velocidade na respectiva direção, σ_k , e a velocidade média, $U(z)$, conforme a equação (20).

$$I_k(z) = \frac{\sigma_k}{U(z)} \quad (20)$$

BLESSMANN (1998) define o **espectro de potência** de um fenômeno aleatório como a distribuição de energia contida nesse fenômeno para as diversas frequências. Dessa forma, o espectro de potência da velocidade do vento define a contribuição da parcela referente a cada frequência para a variância da série. BLESSMANN (1995), indica que, por ser um processo aleatório, a flutuação da velocidade do vento em uma direção k é apresentada por funções de densidade espectral de potência, $S_k(f)$, sendo as diversas funções S_k escritas na forma adimensional $f \cdot S_k / \sigma_k^2$.

Espectros conceituados como os definidos por Davenport, von Kármán, Harris e Kaimal são utilizados na engenharia estrutural para determinação da parcela flutuante da velocidade do vento. Segundo MORAIS (2014), o espectro de Kaimal fornece os melhores resultados para baixas frequências e demonstra-se eficiente, pois considera a cota (z) acima do terreno. A norma IEC 61400-1 também considera o espectro de Kaimal para determinação das ações nos aerogeradores e, portanto, esse será o espectro considerado no trabalho. A expressão do espectro de Kaimal é dada pela equação (21) (SMILDEN et al., 2016).

$$S_K(f) = \frac{4 L_k / V_{hub}}{(1 + 6 f L_k / V_{hub})^{5/3}} \sigma_k^2 \quad (21)$$

onde, f é a frequência em Hertz, k é a direção da componente de velocidade (1, 2, 3), $S_k(f)$ é o espectro, σ_k é o desvio padrão de flutuações do vento sobre a velocidade média do vento na altura do hub e, L_k é o comprimento de correlação ou escala de turbulência em cada direção.

3.3

Condições de Vento conforme IEC 61400-1

De acordo com a IEC 61400-1 (2005), as condições do vento são as principais condições externas que afetam a integridade estrutural dos aerogeradores. As condições externas são subdivididas em: condições normais, que dizem respeito ao carregamento estrutural recorrente, e condições extremas que consideram carregamentos raros, incluindo eventos de cisalhamento do vento (variação da velocidade média do vento ao longo da altura), bem como velocidades de vento de pico devido a tempestades e mudanças rápidas na velocidade e direção do vento. Esta seção apresenta o modelo de perfil de velocidade do vento para condições normais e extremas, a serem considerados de acordo com as classes das turbinas.

3.3.1

Classe da Turbina Eólica

As classes de turbinas eólicas são definidas em termos de velocidade do vento e parâmetros de intensidade de turbulência como mostrado na Tabela 1, onde V_{ref} é a velocidade média do vento de referência na altura do hub ao longo de 10 minutos; I_{ref} é o valor esperado da intensidade de turbulência para velocidade média de 15 m/s; e A, B e C são categorias para características de turbulência superior, média e inferior, respectivamente. O presente estudo considera a análise da classe de turbinas IIIC e vale ressaltar que a vida útil projetada para turbinas eólicas classes I a III deve ser de no mínimo 20 anos.

Tabela 1 – Parâmetros básicos para classes de turbinas eólicas (adaptado pela IEC 61400-1)

Classe do Aerogerador		I	II	III
V_{ref}	(m/s)	50	42,5	37,5
A	I_{ref} (-)		0,16	
B	I_{ref} (-)		0,14	
C	I_{ref} (-)		0,12	

3.3.2

Condições Gerais e Requisitos

Como mencionado anteriormente, as condições do vento são as principais condições externas que afetam a integridade estrutural e, portanto, a turbina eólica

deve ser projetada para suportar com segurança as condições de vento definidas pela classe de turbina eólica selecionada. Para isso, a IEC 61400-1 recomenda considerar a condição normal do vento, que ocorrerá frequentemente durante a operação normal de uma turbina eólica, bem como as condições extremas do vento, que são consideradas através de um perfil de vento de período de recorrência igual a 1 ano ou 50 anos. Além disso, recomenda-se considerar a influência de uma inclinação de 8° do fluxo médio do vento em relação a um plano horizontal.

A turbulência inclui variações aleatórias na velocidade do vento considerando os seguintes três componentes do vetor: (i) longitudinal que está ao longo da direção da velocidade média do vento, (ii) lateral que é normal à direção longitudinal e no plano horizontal, e (iii) vertical que é normal à ambas, atuando no eixo vertical.

De acordo com a IEC 61400-1, o campo de velocidade do vento aleatório para os modelos de turbulência deve satisfazer:

- a. O desvio padrão da turbulência, σ_1 , deve ser assumido como invariante com a altura. Os valores de desvio padrão da componente lateral, σ_2 , devem ser iguais ou maiores que $0,7\sigma_1$, enquanto o componente vertical, σ_3 , deve ser igual ou maior que $0,5\sigma_1$.
- b. O parâmetro da escala de turbulência longitudinal, Λ_1 , na altura do hub, z_{hub} , deve ser dado por:

$$\Lambda_1 = \begin{cases} 0,7 z_{hub} & z_{hub} \leq 60\text{m} \\ 42 \text{ m} & z_{hub} > 60\text{m} \end{cases} \quad (22)$$

- c. As densidades espectrais de potência dos três componentes ortogonais, $S_1(f)$, $S_2(f)$ e $S_3(f)$ devem se aproximar assintoticamente das seguintes formas:

$$S_1(f) = 0,05\sigma_1^2 (\Lambda_1 / V_{hub})^{-2/3} f^{-5/3} \quad (23)$$

$$S_2(f) = S_3(f) = \frac{4}{3} S_1(f) \quad (24)$$

- d. Para a componente de velocidade longitudinal do vento, um modelo reconhecido para a correlação espacial deve ser aplicado.

O espectro Kaimal atende aos requisitos acima e, portanto, será utilizado no presente estudo. A equação (21) apresenta o espectro de frequência de Kaimal.

Nos itens 3.3.3 ao 3.3.6 estão representados os modelos de perfis de vento utilizados neste estudo e descritos conforme a IEC 61400-1.

3.3.3

Modelo de Perfil de Vento Normal (NWP)

O modelo de perfil de vento normal, do inglês *normal wind profile model* (NWP), é utilizado para definir a variação da velocidade média do vento ao longo da altura do rotor.

O perfil do vento, $V(z)$, denota a velocidade média do vento em função da altura, z , acima do solo. No caso das classes de turbinas eólicas padrão, o perfil de velocidade normal do vento deve ser dado pela lei da potência. O expoente da lei de potência, p , é assumido como 0,2.

$$V(z) = V_{hub}(z/z_{hub})^p \quad (25)$$

3.3.4

Modelo Normal de Turbulência (NTM)

O modelo normal de turbulência, do inglês *normal turbulence model* (NTM), é utilizado para definir o valor do desvio padrão da turbulência, σ_1 , através do rotor, dado por:

$$\sigma_1 = I_{ref}(0,75V_{hub} + b); b = 5,6 \text{ m/s} \quad (26)$$

Vale ressaltar que para a condição normal de operação, assume-se o perfil de vento definido pela equação (25) acima.

3.3.5

Modelo de Velocidade de Vento Extrema (EWM)

O perfil de velocidade de vento extrema, do inglês *extreme wind speed model* (EWM), pode ser utilizado para as condições de vento suave ou turbulento, sendo

descrito em função da velocidade do vento de referência, V_{ref} , de um desvio padrão de turbulência fixo, σ_1 , e da altura do hub, z_{hub} .

Para ambos os tipos de escoamento do vento, suave e turbulento, deve - se considerar a velocidade do vento com períodos de recorrência de 50 anos e 1 ano.

O **modelo de vento extremo suave** considera a velocidade extrema do vento para um tempo de recorrência (TR) de 50 anos, $V_{e50}(z)$, e para um TR de 1 ano, $V_{e1}(z)$.

$$V_{e50}(z) = 1,4V_{ref} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^{0,11} \quad (27)$$

$$V_{e1}(z) = 0,8V_{e50}(z) \quad (28)$$

No modelo de vento extremo suave, a tolerância para desvios da variação da direção da velocidade média do vento deve ser feita assumindo-se um desalinhamento de guinada constante (ângulo de *yaw*) igual a $\pm 15^\circ$.

O **modelo de vento extremo turbulento** considera a velocidade extrema do vento para um período de recorrência de 50 anos, $V_{50}(z)$, e para um período de 1 ano, $V_1(z)$.

$$V_{50}(z) = V_{ref} \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^{0,11} \quad (29)$$

$$V_1(z) = 0,8V_{50}(z) \quad (30)$$

O desvio padrão da turbulência longitudinal deve ser dado por:

$$\sigma_1 = 0,11V_{hub} \quad (31)$$

Para o modelo de vento extremo turbulento, deve ser assumido-se um desalinhamento de guinada constante (ângulo de *yaw*) de $\pm 8^\circ$ para períodos de recorrência de 50 anos e de $\pm 20^\circ$ para um período de recorrência de 1 ano.

3.3.6

Modelo de Turbulência Extrema (ETM)

O modelo de turbulência extrema, do inglês *extreme turbulence model* (ETM), usa o modelo de perfil do vento da equação (25), com σ_1 , dado por:

$$\sigma_1 = c I_{\text{ref}} \left(0.072 \left(\frac{V_{\text{ave}}}{c} + 3 \right) \left(\frac{V_{\text{hub}}}{c} - 4 \right) + 10 \right); c = 2 \text{ m/s} \quad (32)$$

$$V_{\text{ave}} = 0,2V_{\text{ref}} \quad (33)$$

3.4

Crítérios do Projeto Estrutural conforme IEC 61400-1

A IEC 61400-1 apresenta os requisitos para o projeto estrutural das turbinas eólicas, ressaltando que a integridade dos componentes estruturais da turbina deve ser garantida para todos os casos de carga e um nível de segurança aceitável deve ser verificado. A norma considera para o dimensionamento estrutural as cargas gravitacionais, aerodinâmicas, de acionamento – resultantes da operação e controle da turbina, entre outras.

3.4.1

Casos de Carregamento

Para fins de projeto, a vida útil de uma turbina eólica pode ser representada por um conjunto de casos de carregamento mais significativos aos quais a turbina eólica pode ser submetida. Os casos de carregamento devem ser determinados a partir da combinação de modos operacionais (operação, manutenção, transporte, falha, etc.) com as condições externas normais ou extremas (carga de vento, sísmica, etc.).

A IEC 61400-1, no item 7.4 *Situações de Projeto e Casos de Carga*, indica os casos de carga a serem considerados no dimensionamento dos aerogeradores. A Tabela 2 apresenta os casos de carga possíveis de serem avaliados no presente estudo, em virtude das considerações de cálculo do código FAST, utilizado na avaliação do comportamento estrutural do aerogerador.

Tabela 2 – Situações de Projeto e Casos de Carregamento (adaptado da IEC 61400-1)

Situação de projeto	CDC	Condição de vento	Tipo de Análise	Coef. de Seg.
1) Produção de energia	1.1	NTM: $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	U	N
- Operação da Turbina	1.3	ETM: $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	U	N
6) Parada -				
Indisponibilidade da	6.1	EWM: TR = 50 anos	U	N
Turbina	6.3	EWM: TR = 1 ano	U	N

Na Tabela 2, a sigla CDC refere-se aos casos de carregamento numerados conforme a IEC 61400-1, a letra U refere-se à análise considerando a carga última da estrutura, relacionando-se ao estado limite último (ELU) e, a letra N refere-se ao fator de segurança normal da estrutura, tomado como 1,35, conforme item 7.6.2.1 da IEC 61400-1.

Para as situações de projeto no modo de Produção de Energia, casos 1.1 e 1.3 da Tabela 2, a turbina eólica é considerada operando e conectada à rede elétrica. O CDC 1.1 incorpora os requisitos para cargas resultantes da turbulência atmosférica que ocorre durante a operação normal de uma turbina eólica ao longo de sua vida útil (NTM). O CDC 1.3 incorpora os requisitos para carregamento final resultante de condições de turbulência extremas (ETM).

Para as situações de projeto no modo Indisponibilidade, casos 6.1 e 6.3 da Tabela 2, o rotor de uma turbina eólica está parado, devendo ser considerado o modelo de velocidade do vento extremo (EWM). Para o CDC 6.1, deve ser utilizado um tempo de recorrência de 50 anos e para o CDC 6.3, deve ser utilizado um tempo de recorrência de 1 ano.

De acordo com KIM et al. (2005 apud Souza, 2019), a literatura apresenta a determinação das cargas para o dimensionamento de turbinas eólicas considerando os modelos NTM, EWM e EOG (*Extreme Operating Gust* - Rajada Extrema de Operação). O modelo de rajada extrema de operação – EOG – não é objeto de estudo do presente trabalho, sendo suas formulações detalhadas no item 6.3.2.2 da IEC 61400-1

4

Estrutura Analisada: Turbina Eólica de Base de 5 MW - NREL

O presente capítulo apresenta as especificações da turbina eólica de base de 5MW desenvolvida pelo NREL, bem como a modelagem no SAP2000 e no FAST.

4.1

Turbina Eólica de Base de 5 MW – NREL

Segundo JONKMAN et al. (2009), o Laboratório Nacional de Energia Renovável (NREL) do Departamento de Energia dos EUA (DOE), por meio do Centro de Tecnologia Eólica Nacional (NWTC), patrocinou estudos de desenvolvimento da turbina eólica, de forma a documentar as especificações da chamada “turbina eólica de linha de base de 5 MW offshore NREL”. Mediante as dificuldades de acesso público aos dados técnicos dos fornecedores, o NREL estabeleceu as especificações de um aerogerador de potência representativa, 5 MW, sobre plataforma onshore e offshore, com dimensões típicas do mercado.

A turbina eólica de linha de base de 5 MW tem um raio de rotor de 63 m, sendo esta dimensão tomada do centro do hub à ponta da pá. O modelo considera três pás de 61,5 m de comprimento, com precone 2,5° upwind. O hub tem 3 m de diâmetro e localiza-se a 90 m de altura, sendo considerado uma inclinação do eixo de 5° no shaft. O topo da torre está localizado a 87,6 m de altura.

A turbina eólica possui três velocidades de vento como referência: (i) a velocidade de partida, V_{in} , também denominada velocidade cut-in, a partir da qual as pás começam a girar e a eletricidade é produzida; (ii) a velocidade nominal do vento, V_r , a partir da qual a turbina é capaz de gerar eletricidade com máxima potência; e (iii) a velocidade de corte do vento, V_{out} , também denominada velocidade cut-out, a partir da qual a turbina é desligada para evitar danos.

A Tabela 3 resume os principais parâmetros da turbina de base, os quais foram utilizados no modelo estrutural do presente trabalho. A abreviação MIM refere-se ao momento de inércia de massa.

Tabela 3 – Parâmetros da turbina eólica de 5 MW da NREL (adaptado de JONKMAN et al., 2009)

Parâmetro	Valor
Potência	5 MW
Orientação do Rotor, Configuração	Upwind, 3 pás
Controle	<i>Pitch</i>
Diâmetro Rotor, Diâmetro Hub	126 m, 3 m
Altura do Hub	90 m
Vin, Vr, Vout	3 m/s, 11,4 m/s, 25 m/s
Velocidade do rotor: partida, nominal	Variável: 6,9 rpm, 12,1 rpm
Overhang, Inclinação do Shaft, Precone	5 m, 5°, 2,5°
Massa do Rotor	110.000 kg
Massa da Nacele	240.000 kg
Massa da Torre	347.460 kg
MIM do hub sobre o eixo de baixa velocidade	115.926 kg.m ²
MIM da nacele sobre o eixo de <i>yaw</i>	2.607.890 kg.m ²
MIM do rotor sobre o eixo de alta velocidade	534.116 kg.m ²
Centro de Massa da Estrutura	(-0.2 m, 0.0 m, 64.0 m)

4.1.1

Propriedades dos Componentes

A torre é constituída por aço com módulo de Young (E) de 210 GPa, módulo de Cisalhamento (G) de 80,8 GPa, e massa específica de 8.500 kg/m³, sendo este valor superior ao do aço típico (7.500 kg/m³), de forma a considerar pintura, parafusos, soldas e flanges (JONKMAN et al., 2009). O topo da torre localiza-se a 87,6 m de altura e possui diâmetro de 3,87 m e espessura de 0,019 m, enquanto a base da torre possui 6 m de diâmetro e espessura de 0,027 m.

Tabela 4 – Propriedades das torres (adaptado de JONKMAN et al., 2009)

Altura (m)	TMassDen (kg/m)	TwFASStif (N.m ²)	TwSSStif (N.m ²)	TwGJStif (N.m ²)	TwEASStif (N)	TwFAlner (kg.m)	TwSSIner (kg.m)
0	5,59E+03	6,14E+11	6,14E+11	4,73E+11	1,38E+11	2,49E+04	2,49E+04
8,76	5,23E+03	5,35E+11	5,35E+11	4,12E+11	1,29E+11	2,16E+04	2,16E+04
17,52	4,89E+03	4,63E+11	4,63E+11	3,56E+11	1,21E+11	1,88E+04	1,88E+04
26,28	4,55E+03	3,99E+11	3,99E+11	3,07E+11	1,12E+11	1,62E+04	1,62E+04
35,04	4,23E+03	3,42E+11	3,42E+11	2,63E+11	1,04E+11	1,38E+04	1,38E+04
43,8	3,92E+03	2,91E+11	2,91E+11	2,24E+11	9,68E+10	1,18E+04	1,18E+04
52,56	3,62E+03	2,46E+11	2,46E+11	1,89E+11	8,94E+10	9,96E+03	9,96E+03
61,32	3,33E+03	2,06E+11	2,06E+11	1,59E+11	8,22E+10	8,36E+03	8,36E+03
70,08	3,05E+03	1,72E+11	1,72E+11	1,32E+11	7,54E+10	6,96E+03	6,96E+03
78,84	2,79E+03	1,42E+11	1,42E+11	1,09E+11	6,89E+10	5,74E+03	5,74E+03
87,6	2,54E+03	1,16E+11	1,16E+11	8,91E+10	6,27E+10	4,69E+03	4,69E+03

As pás são constituídas de material compósito, fibra de vidro *Glasfiber LM*. Para este material, o presente estudo adotou módulo de Young de 33,5 GPa e massa específica de 1.850 kg/m^3 . Tais valores foram baseados na bibliografia de BURTON et al. (2001), que apresenta materiais de fibra de vidro semelhantes.

As propriedades aerodinâmicas das pás são dadas em função da variação de seção dos aerofólios ao longo do comprimento da pá, cada aerofólio possui um coeficiente de arrasto e sustentação específicos. Na turbina de referência, JONKMAN et al. (2009) especificam as seções de aerofólios ao longo do comprimento das pás, conforme Tabela 5, onde o raio representa a distância em relação ao centro do rotor e dr é o comprimento dos elementos. A representação das seções transversais dos aerofólios ao longo da pá, foi demonstrada por SOUZA (2019), conforme Figura 23 e Figura 24.

Tabela 5 – Propriedades aerodinâmicas das pás (adaptado de JONKMAN et al., 2009)

Nó	Raio (m)	Ângulo de Torção (°)	dr (m)	Corda (m)	Aerofólio
1	2,8667	13,308	2,7333	3,542	Cylinder1.dat
2	5,6	13,308	2,7333	3,854	Cylinder1.dat
3	8,3333	13,308	2,7333	4,167	Cylinder2.dat
4	11,75	13,308	4,1	4,557	DU40_A17.dat
5	15,85	11,48	4,1	4,652	DU35_A17.dat
6	19,95	10,162	4,1	4,458	DU35_A17.dat
7	24,05	9,011	4,1	4,249	DU30_A17.dat
8	28,15	7,795	4,1	4,007	DU25_A17.dat
9	32,25	6,544	4,1	3,748	DU25_A17.dat
10	36,35	5,361	4,1	3,502	DU21_A17.dat
11	40,45	4,188	4,1	3,256	DU21_A17.dat
12	44,55	3,125	4,1	3,01	NACA64_A17.dat
13	48,65	2,319	4,1	2,764	NACA64_A17.dat
14	52,75	1,526	4,1	2,518	NACA64_A17.dat
15	56,1667	0,863	2,7333	2,313	NACA64_A17.dat
16	58,9	0,37	2,7333	2,086	NACA64_A17.dat
17	61,6333	0,106	2,7333	1,419	NACA64_A17.dat

Na Tabela 5, aerofólios tipo NACA foram desenvolvidos pelo Comitê Nacional para Aconselhamento sobre Aeronáutica (National Advisory Committee for Aeronautics – NACA) e, os DU foram desenvolvidos pela Delft University.

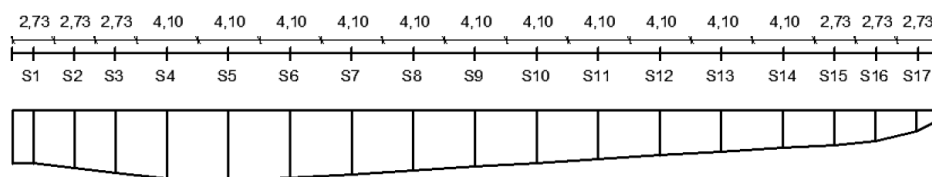


Figura 23 – Vista da pá: seções de aerofólios da turbina eólica 5MW NREL

Fonte: SOUZA, 2019.

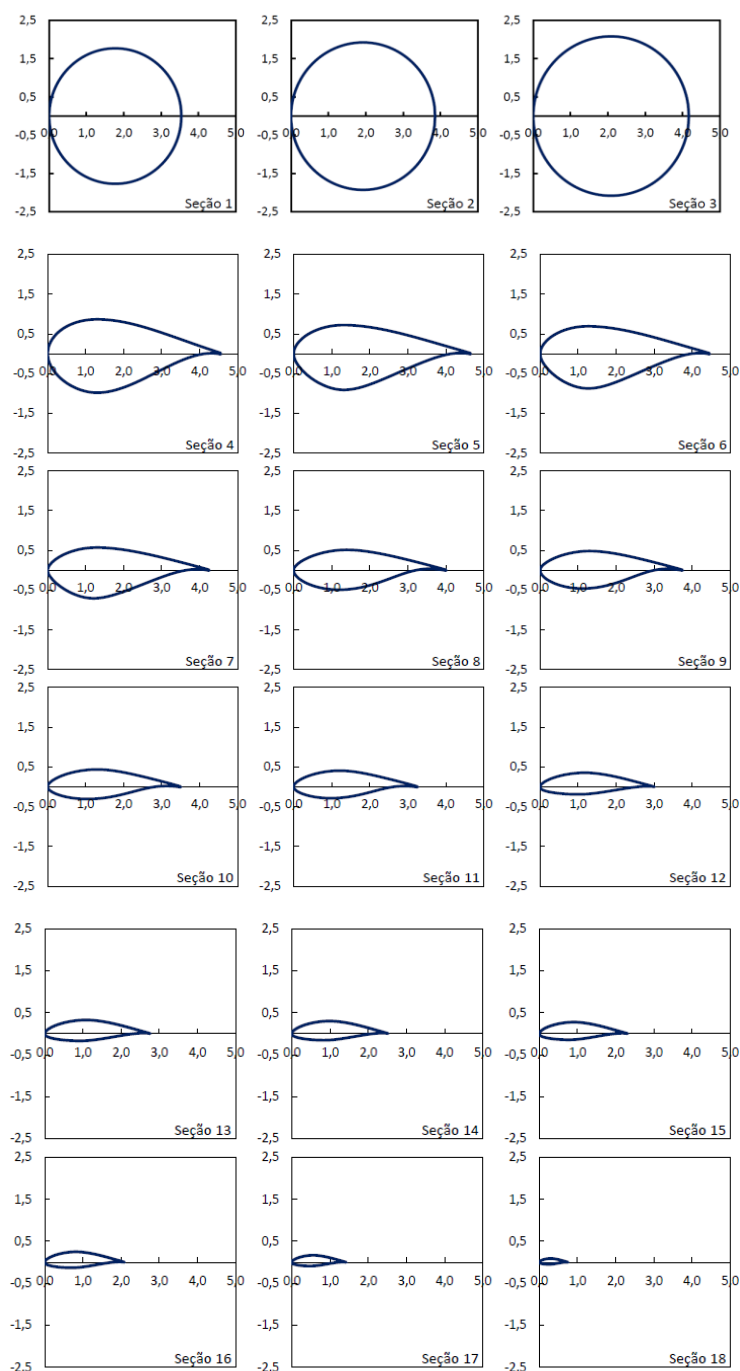


Figura 24 – Seções dos aerofólios, dimensões em metro.

Fonte: adaptado de SOUZA, 2019.

JONKMAN et al. (2009) discretizam a pá em 49 elementos em relação ao raio do rotor, com os respectivos valores de massa linear dos elementos (BMassDen), das rigidezes à flexão nas direções *flap* (FlpStff) e *edge* (EdgStff), da rigidez à torção (GJStff), da rigidez axial (EAStff) e dos momentos de inércia de massa na direções *flap* (FlpIner) e *edge* (EdgIner), conforme Tabela 6.

Tabela 6 – Propriedades estruturais da turbina eólica NREL (adaptado de JONKMAN et al., 2009)

Radius (m)	BMassDen (kg/m)	FlpStff (N.m ²)	EdgStff (N.m ²)	GJStff (N.m ²)	EAStff (N.m ²)	FlpIner (kg. m ²)	EdgIner (kg. m ²)
1,5	679	1,81E+10	1,81E+10	5,56E+09	9,73E+09	972,86	973,04
1,7	679	1,81E+10	1,81E+10	5,56E+09	9,73E+09	972,86	973,04
2,7	773	1,94E+10	1,96E+10	5,43E+09	1,08E+10	1091,52	1066,38
3,7	741	1,75E+10	1,95E+10	4,99E+09	1,01E+10	966,09	1047,36
4,7	740	1,53E+10	1,98E+10	4,67E+09	9,87E+09	873,81	1099,75
5,7	592	1,08E+10	1,49E+10	3,47E+09	7,61E+09	648,55	873,02
6,7	450	7,23E+09	1,02E+10	2,32E+09	5,49E+09	456,76	641,49
7,7	424	6,31E+09	9,14E+09	1,91E+09	4,97E+09	400,53	593,73
8,7	401	5,53E+09	8,06E+09	1,57E+09	4,49E+09	351,61	547,18
9,7	382	4,98E+09	6,88E+09	1,16E+09	4,03E+09	316,12	490,84
10,7	400	4,94E+09	7,01E+09	1,00E+09	4,04E+09	303,6	503,86
11,7	426	4,69E+09	7,17E+09	8,56E+08	4,17E+09	289,24	544,7
12,7	417	3,95E+09	7,27E+09	6,72E+08	4,08E+09	246,57	569,9
13,7	406	3,39E+09	7,08E+09	5,47E+08	4,09E+09	215,91	601,28
14,7	381	2,93E+09	6,24E+09	4,49E+08	3,67E+09	187,11	546,56
15,7	353	2,57E+09	5,05E+09	3,36E+08	3,15E+09	160,84	468,71
16,7	349	2,39E+09	4,95E+09	3,11E+08	3,01E+09	148,56	453,76
17,7	347	2,27E+09	4,81E+09	2,92E+08	2,88E+09	140,3	436,22
19,7	339	2,05E+09	4,50E+09	2,61E+08	2,61E+09	124,61	398,18
21,7	330	1,83E+09	4,24E+09	2,29E+08	2,36E+09	109,42	362,08
23,7	322	1,59E+09	4,00E+09	2,01E+08	2,15E+09	94,36	335,01
25,7	314	1,36E+09	3,75E+09	1,74E+08	1,94E+09	80,24	308,57
27,7	295	1,10E+09	3,45E+09	1,44E+08	1,63E+09	62,67	263,87
29,7	287	8,76E+08	3,14E+09	1,20E+08	1,43E+09	49,42	237,06
31,7	263	6,81E+08	2,73E+09	8,12E+07	1,17E+09	37,34	196,41
33,7	253	5,35E+08	2,55E+09	6,91E+07	1,05E+09	29,14	180,34
35,7	242	4,09E+08	2,33E+09	5,75E+07	9,23E+08	22,16	162,43
37,7	221	3,15E+08	1,83E+09	4,59E+07	7,61E+08	17,33	134,83
39,7	200	2,39E+08	1,58E+09	3,60E+07	6,48E+08	13,3	116,3
41,7	179	1,76E+08	1,32E+09	2,74E+07	5,40E+08	9,96	97,98
43,7	165	1,26E+08	1,18E+09	2,09E+07	5,31E+08	7,3	98,93
45,7	154	1,07E+08	1,02E+09	1,85E+07	4,60E+08	6,22	85,78

Radius (m)	BMassDen (kg/m)	FlpStff (N.m ²)	EdgStff (N.m ²)	GJStff (N.m ²)	EASStff (N.m ²)	FlpIner (kg. m ²)	EdgIner (kg. m ²)
47,7	139	9,09E+07	7,98E+08	1,63E+07	3,76E+08	5,19	69,96
49,7	130	7,63E+07	7,10E+08	1,45E+07	3,29E+08	4,36	61,41
51,7	107	6,11E+07	5,18E+08	9,07E+06	2,44E+08	3,36	45,44
53,7	99	4,95E+07	4,55E+08	8,06E+06	2,12E+08	2,75	39,57
55,7	90	3,94E+07	3,95E+08	7,08E+06	1,82E+08	2,21	34,09
56,7	83	3,47E+07	3,54E+08	6,09E+06	1,60E+08	1,93	30,12
57,7	73	3,04E+07	3,05E+08	5,75E+06	1,09E+08	1,69	20,15
58,7	69	2,65E+07	2,81E+08	5,33E+06	1,00E+08	1,49	18,53
59,2	66	2,38E+07	2,62E+08	4,94E+06	9,22E+07	1,34	17,11
59,7	59	1,96E+07	1,59E+08	4,24E+06	6,32E+07	1,1	11,55
60,2	56	1,60E+07	1,38E+08	3,66E+06	5,33E+07	0,89	9,77
60,7	52	1,28E+07	1,19E+08	3,13E+06	4,45E+07	0,71	8,19
61,2	49	1,01E+07	1,02E+08	2,64E+06	3,69E+07	0,56	6,82
61,7	46	7,55E+06	8,51E+07	2,17E+06	2,99E+07	0,42	5,57
62,2	42	4,60E+06	6,43E+07	1,58E+06	2,13E+07	0,25	4,01
62,7	11	2,50E+05	6,61E+06	2,50E+05	4,85E+06	0,04	0,94
63	10	1,70E+05	5,01E+06	1,90E+05	3,53E+06	0,02	0,68

A massa do hub é 56.780 kg e seu centro de massa (CM) localiza-se a 90 m acima do solo, sendo a distância vertical do topo da torre até a altura do hub igual a 2,4 m e a distância horizontal ao eixo de *yaw* igual a 5 m. O momento de inércia de massa em torno do shaft é igual a 115.926 kg.m². As distâncias acima consideram um sistema não fletido, entretanto, o laboratório NREL considera uma inclinação do *shaft* de 5°.

A massa da nacele é 240.000 kg e seu centro de massa localiza-se a 1,9 m do eixo de *yaw* e 1,75 m acima do topo da torre. A inércia da nacele em torno do eixo de *yaw* é igual a 2.607.890 kg.m².

A Figura 25 ilustra o layout de um aerogerador tipo *upwind* com 3 pás, indicando os pontos de interesse da turbina eólica de base da NREL, inclusive considerando inclinação e posição de centro de massa.

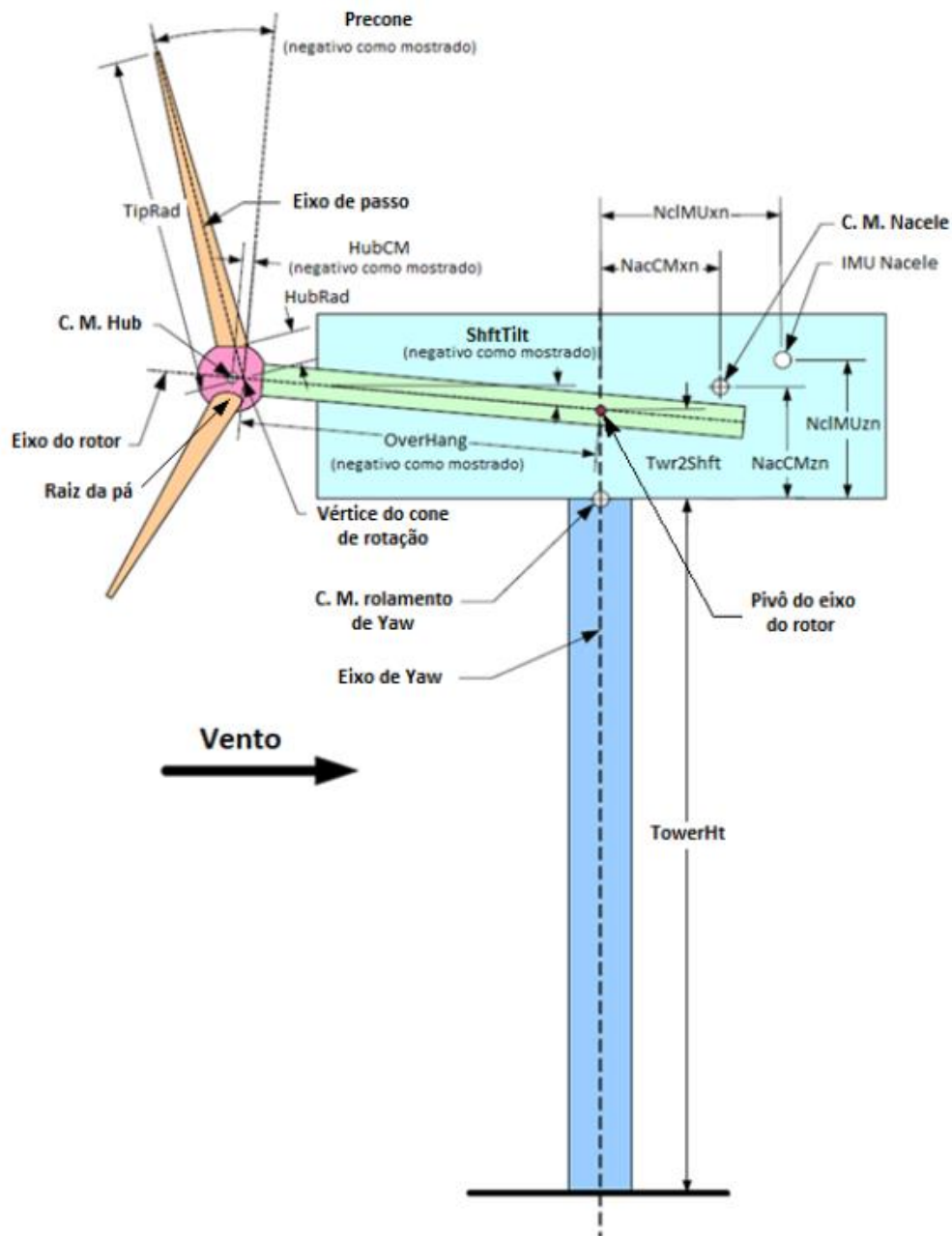


Figura 25 – Layout esquemático e principais parâmetros da turbina upwind e com 3 pás.

Fonte: adaptado de JONKMAN et al., 2009.

4.1.2 Sistema de Coordenadas

O sistema de coordenadas para a turbina NREL apresentado neste tópico, é considerado para fins de modelagem no SAP2000 e no FAST, em especial, no FAST as coordenadas e parâmetros tem significativa importância na elaboração do código, pois auxiliam na descrição das propriedades, bem como na avaliação dos resultados.

As coordenadas da **base da torre** são tomadas no ponto de interseção do centro da torre e a plataforma.

- eixo X_T : quando a plataforma não tem inclinação, está alinhado horizontalmente na direção a favor do vento.
- eixo Y_T : quando a plataforma não tem inclinação, apontando para a esquerda quando em relação a direção a favor do vento.
- eixo Z_T : direção vertical, no centro da torre.

As coordenadas do **topo da torre** localizam-se no eixo de *yaw*, tomando-se o ponto de altura da torre acima do nível da plataforma

- eixo X_P : quando a torre não é defletida, é alinhado com o eixo X_T .
- eixo Y_P : quando a torre não é defletida, é alinhado com o eixo Y_T .
- eixo Z_P : quando a torre não é defletida, é alinhado com o eixo Z_T .

As coordenadas do **hub** localizam-se na interseção entre o eixo do rotor e o plano de rotação.

- eixo X_H : apontando ao longo da linha central do hub, na direção a favor do vento.
- eixo Y_H : ortogonal aos eixos X_H e Z_H , obedecendo a regra da mão direita.
- eixo Z_H : perpendicular à linha central do hub.

As coordenadas das **pás** localizam-se na intersecção do eixo do passo (*pitch*) da pá e a raiz da pá. A letra “i” refere-se ao número da pá e, no presente estudo, i varia de 1 à 3, posto que considera-se um aerogerador com 3 pás.

- eixo $X_{B,i}$: ortogonal aos eixos $Y_{B,i}$ e $Z_{B,i}$, obedecendo a regra da mão direita.
- eixo $Y_{B,i}$: apontando para a borda estreita da pá e paralelo à linha da corda.
- eixo $Z_{B,i}$: Apontando ao longo do eixo de passo (*pitch*), na direção da ponta da pá.

A Figura 26 ilustra o sistema de coordenadas principais de uma turbina upwind com duas pás. Ressalta-se que as mesmas coordenadas se aplicam para turbinas upwind com maior número de pás.

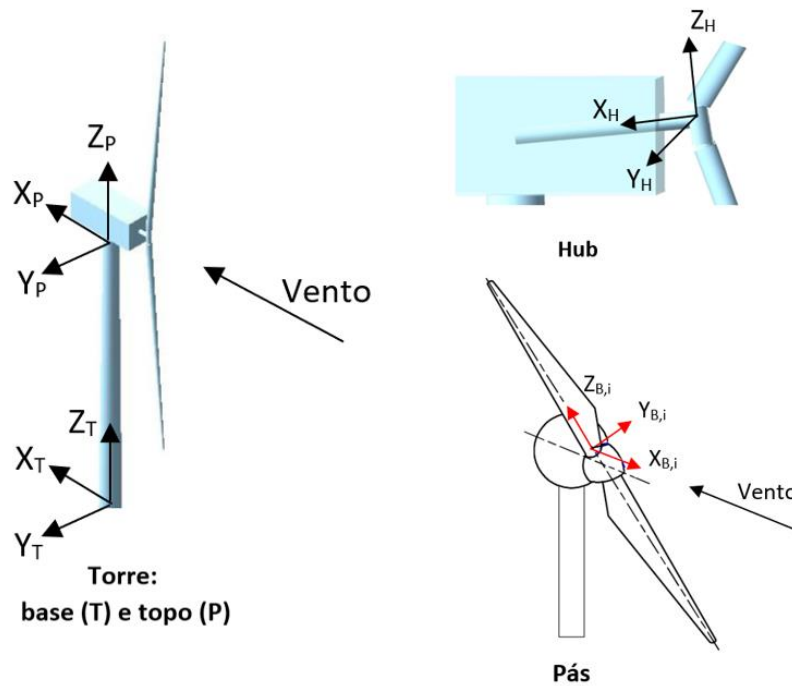


Figura 26 – Sistema de coordenadas da turbina 5MW NREL tipo upwind com 2 pás.

Fonte: adaptado de JONKMAN et al., 2009.

4.1.3 Intervalo de Frequência de Operação

A determinação do intervalo de frequência de operação é de extrema importância, posto que os aerogeradores são dinamicamente sensíveis, uma vez que possuem frequência natural muito próxima das frequências de excitação impostas pelas cargas ambientais e mecânicas.

LOMBARDI et al. (2017) apresentam um estudo para turbinas eólicas offshore, considerando condições de carregamento dinâmico típicas, são elas: (1) carga produzida pela turbulência do vento, cuja amplitude é função da velocidade do vento; (2) carga causada por ondas batendo contra a subestrutura, cuja magnitude depende da altura e do período das ondas; (3) carga causada por desequilíbrios de massa e aerodinâmicos do rotor, cuja frequência é igual à frequência de rotação do rotor - referida como carga 1P na literatura; e (4) cargas na torre devido às vibrações causadas pelo efeito de sombra das pás, estas ao passar na frente da torre causam um efeito de sombra e produzem uma perda de carga de vento na torre. Esta é uma carga dinâmica com uma frequência igual a três vezes a frequência de rotação do rotor (3P), para turbinas eólicas de três pás, e duas vezes (2P) a frequência de

rotação do rotor para turbinas de duas pás - referido como carregamento 2P/3P na literatura. Para aerogeradores onshore, caso do presente estudo, desconsidera-se a ação da onda sobre a estrutura, conforme a Figura 27.

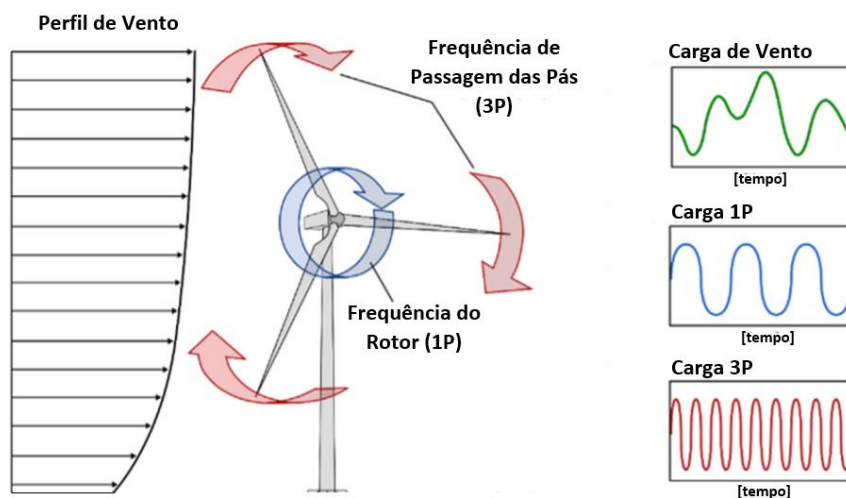


Figura 27 – Condições de carregamento típicas atuante em aerogeradores onshore.

Fonte: adaptado de LOMBARDI et al., 2017.

A turbina eólica deve ser projetada, de modo que a frequência do sistema – frequência global da turbina eólica, incluindo a fundação – fique fora dos intervalos de frequência de operação 1P e 3P, de forma a evitar ressonância e danos por fadiga. Segundo ARANY et al. (2015), a partir da primeira frequência natural do sistema (f_0), três tipos de projetos são possíveis:

1. **Projeto flexível** ($f_0 < f_{1P, \min}$): f_0 é colocado abaixo da faixa de frequência 1P, resultando numa estrutura flexível e quase impossível de projetar.
2. **Projeto flexível-rígido** ($f_{1P, \max} < f_0 < f_{3P, \min}$): onde f_0 está entre as faixas de frequência 1P e 3P, sendo este o caso mais usual na engenharia.
3. **Projeto rígido-rígido** ($f_0 > f_{3P, \max}$): onde f_0 tem uma frequência natural mais alta do que o limite superior de 3P, resultando numa estrutura muito rígida, envolvendo maiores custos de materiais, transporte e instalação, que podem inviabilizar a solução.

O código Det Norske Veritas - DNV recomenda que a primeira frequência natural não deva estar dentro de 10% das faixas 1P e 3P (ARANY et al., 2015). É interessante ressaltar que os rotores de aerogeradores modernos operam com

velocidade variável, de modo que as frequências 1P e 3P são intervalos de trabalho e não valores fixos (SOUZA, 2019).

A velocidade operacional do rotor da turbina NREL 5MW varia de 6,9 rpm até 12,1 rpm, conforme especificação técnica descrita na Tabela 3. Dessa forma, o limite inferior do intervalo 1P é dado por 0,12 Hz ($6,9 \times 1 / 60$ Hz) e o superior é dado por 0,20 Hz ($12,1 \times 1 / 60$ Hz). De maneira análoga, determina-se o intervalo operacional 3P.

Para a turbina 5MW NREL, a Figura 28 ilustra os limites de frequências operacionais (1P e 3P), o aumento de 10% recomendado pela DNV, bem como os limites dos tipos de projeto possíveis – flexível-flexível, flexível-rígido e rígido-rígido. Note-se que a turbina eólica 5MW NREL, deve ser projetada de forma que a frequência do sistema da turbina esteja compreendida no intervalo de 0,22 Hz à 0,31 Hz, considerando um sistema flexível-rígido.

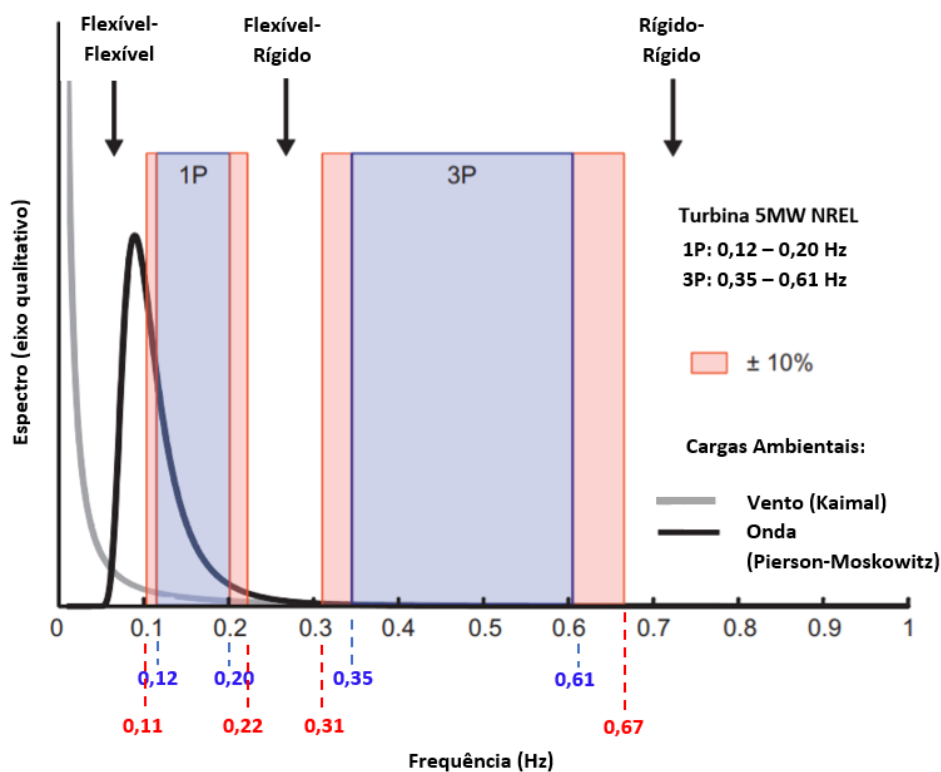


Figura 28 –Diagrama de frequência para a turbina eólica 5MW NREL com velocidade de rotação operacional entre 6,9 e 12,1 rpm.

Fonte: adaptado de LOMBARDI et al., 2017.

4.2

Estrutura analisada no SAP2000

O objetivo da avaliação da turbina 5MW NREL no SAP2000 é a obtenção das frequências naturais da estrutura e a verificação dos modos de vibração existentes através da análise modal. A visualização tridimensional facilita a compreensão do comportamento da estrutura para os diversos modos de vibração.

4.2.1

Modelo da Estrutura

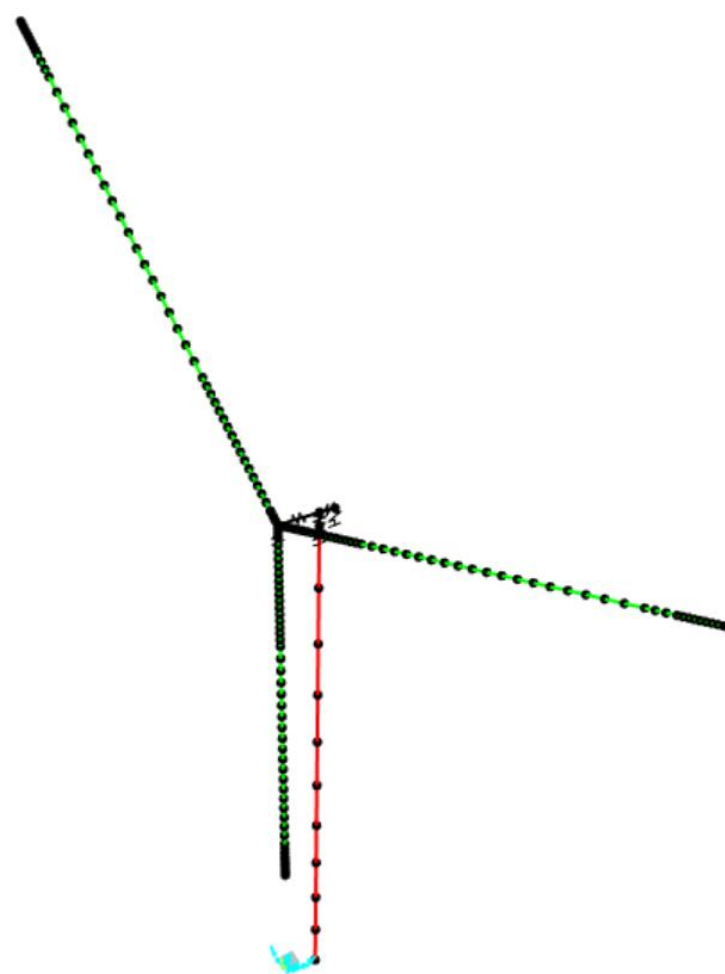
O SAP2000 é um software para análise estrutural e dinâmica, linear e não-linear por elementos finitos. Nesse programa, desenvolveu-se o modelo de elementos finitos da estrutura, considerando a torre e as pás modeladas com elementos de viga e, a nacele e o hub com elementos de massa. A nacele é conectada ao hub e ao topo da torre através de links rígidos.

A torre foi discretizada uniformemente em 11 elementos, de seção cilíndrica vazada, de forma a simular os módulos tronco-cônicos da torre. As propriedades da torre foram atribuídas conforme o item 4.1.1 Propriedades dos Componentes.

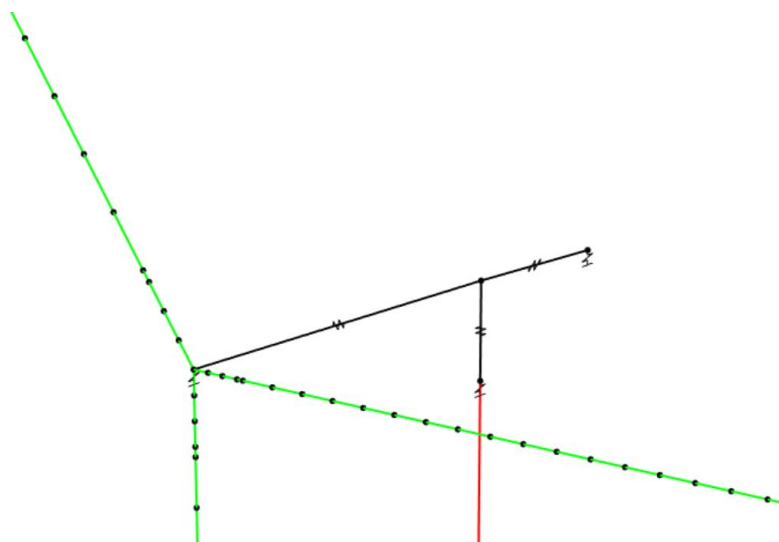
As pás foram discretizadas em 49 elementos, de seção genérica com propriedades de rigidez e massa atribuídas conforme a Tabela 6.

Demais propriedades das pás, foram atribuídas conforme o item 4.1.1 Propriedades dos Componentes. A nacele e o hub foram modelados com elementos de massa, os quais foram posicionados no CM desses componentes, e atribuídas as propriedades de massa e momento de inércia de massa, conforme a Tabela 3.

A Figura 29 ilustra o modelo da estrutura no SAP2000, mostrando os nós e os elementos de barra da estrutura, bem como um detalhamento na região de interligação entre a nacele, o hub e o topo da torre.



(a)



(b)

Figura 29 – Modelo da turbina 5MW NREL no SAP2000 (a) elementos e nós da estrutura e (b) detalhe da região de ligação torre – nacele – hub através de link rígido.

Fonte: a Autora.

4.3

Estrutura analisada no FAST

O objetivo da avaliação da turbina 5MW NREL no FAST é a compreensão do comportamento estrutural, através dos esforços, deslocamentos e frequências de excitação da turbina, quando submetida as cargas de vento da IEC 61400-1.

4.3.1

Sobre o FAST

O FAST (Fatigue, Aerodynamics, Structures, and Turbulence) é um simulador aero-hidro-servo-elástico capaz de prever as cargas extremas e de fadiga de turbinas eólicas de eixo horizontal de duas e três pás. Os cálculos consideram o efeito das forças aerodinâmicas (aero) e hidrodinâmicas (hidro), os sistemas de controle da turbina – *yaw*, *pitch* (servo), de forma a obter a resposta dinâmica-estrutural do sistema (elástico). Na base dos cálculos aerodinâmicos do FAST estão as considerações da teoria BEM, dos efeitos de perdas nas pontas da pá e no hub, além dos efeitos de sombra.

Desenvolvido e disponibilizado publicamente pelo laboratório americano NREL, o código FAST acopla resultados de **pré-processadores** e os combina em uma série de **simulações**. Portanto, o fluxo de trabalho para configurar um modelo consiste na geração de vários arquivos de entrada, conforme descrito a seguir.

Os **pré-processadores** produzem informações necessárias para alimentar as ferramentas de simulação. O seguinte pré-processador foi utilizado:

- **TurbSim** é um simulador estocástico de campo de vento turbulento que usa um modelo estatístico para gerar séries temporais de vetores de velocidade do vento de três componentes. Os dados de vento são calculados em relação a um sistema de coordenadas alinhado com a direção da velocidade média do escoamento (u , v e w) e, posteriormente, os dados são rotacionadas para o sistema de coordenadas (U , V e W) a ser utilizada no FAST, conforme Figura 30 (JONKMAAN; BUHL, 2005/ 2012; SOUZA, 2019).

No TurbSim são atribuídas informações importantes, como o espectro da componente flutuante da velocidade de vento para o campo turbulento, o modelo de perfil de velocidade média de vento, a altura

de referência (altura do hub) e a parte da IEC 61400 a ser utilizada na análise.

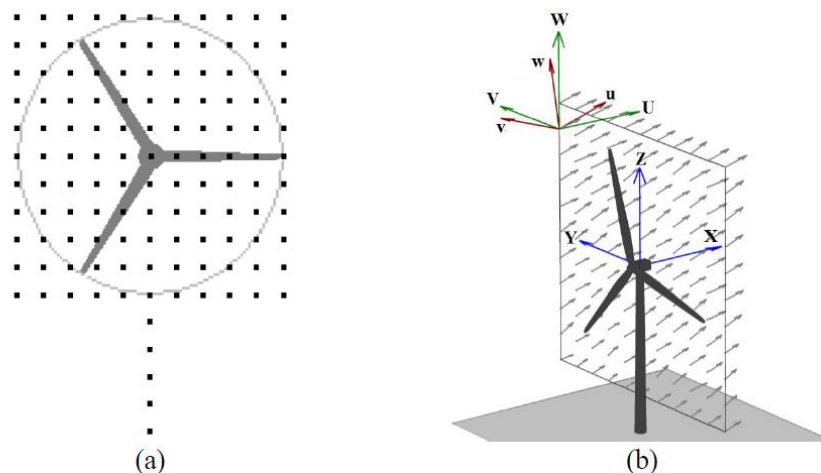


Figura 30 – TurbSim: (a) grade bidimensional de vetores de vento (b) coordenadas.

Fonte: JONKMAN, 2016.

O FAST acopla os resultados de diferentes **simulações**. Os seguintes módulos de simulação foram utilizados:

- **ElastoDyn** é um módulo estrutural dinâmico capaz de modelar o rotor (hub + pás), a nacelle, a torre, a plataforma e o drivetrain. Através desse módulo, são calculados os deslocamentos, velocidades, acelerações e reações das cargas atuantes na estrutura.

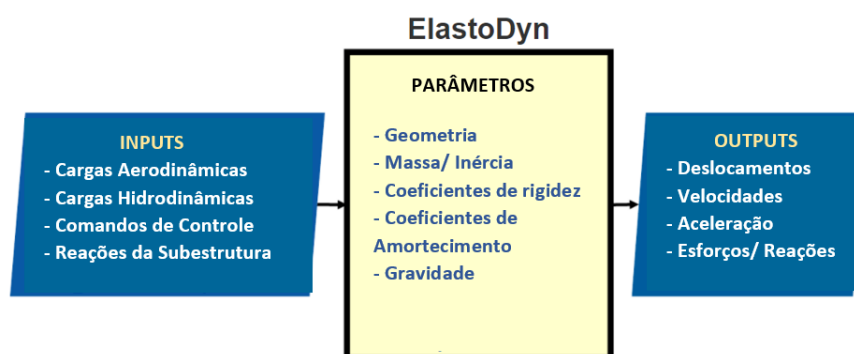


Figura 31 – ElastoDyn inputs x outputs do modelo estrutural dinâmico.

Fonte: adaptado de JONKMAN, 2014.

- **InflowWind** é um módulo para processar os dados de escoamento de vento vindos do TurbSim e que serão utilizados no FAST. O vento é aplicado na estrutura considerando uma sucessão de grades bidimensionais “marchando” no tempo, conforme Figura 32.

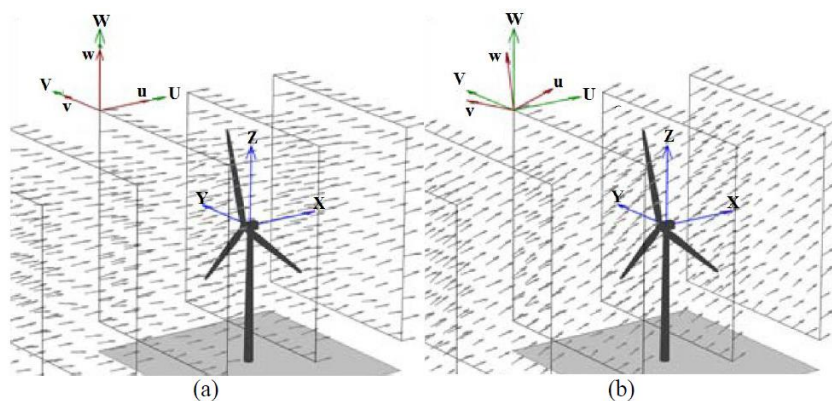


Figura 32 – Modelo de grades marchando no tempo com ângulos de fluxo iguais a zero (a) e diferentes de zero (b).

Fonte: JONKMAN, 2016.

- **ServoDyn** é um módulo de controle e acionamento elétrico para os sistemas do aerogerador, tais como o *pitch*, torque do gerador, guinada da nacele (sistema de *yaw*) e freios.
- **AeroDyn** é um módulo para cálculo das forças aerodinâmicas no domínio do tempo. No AeroDyn são atribuídas informações sobre os aerofólios, as propriedades aerodinâmicas das pás e a influência aerodinâmica da torre. Os aerofólios devem ser definidos em termos de constantes aerodinâmicas e coordenadas da forma do aerofólio (SERRET et al., 2018).

Embora não tenha sido utilizado no presente trabalho, o FAST considera ainda os módulos: HydroDyn para cálculo de carregamento hidrodinâmico em turbinas offshore e SubDyn para cálculo de dinâmica estrutural para simular subestruturas.

A Figura 33 é um diagrama esquemático do FAST, mostrando o fluxo de trabalho desde o pré-processador até os simuladores que compõem o código.

Segundo JONKMAN (2014), para um aerogerador de 3 pás existem um total de 24 graus de liberdade (GLs) na estrutura. JONKMAN et al. (2005) apresentam a localização desses GLs para a turbina 5MW NREL, conforme a seguir: 3 de translação e 3 de rotação da plataforma (6 GLs), flexão da torre (4 GLs), giro da nacele (1 GL), velocidades variáveis do gerador e do rotor (2 GLs), flexão das pás (9 GLs), rotor-furl (1 GLs) e tail-furl (1 GLs), conforme a Figura 33.

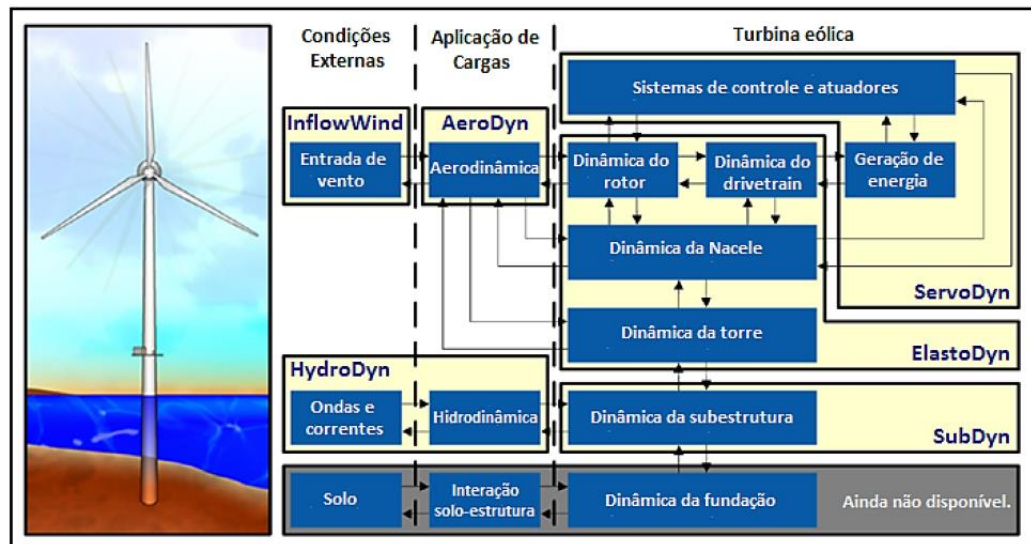


Figura 33 –Diagrama esquemático dos módulos de simulação do FAST.

Fonte: Adaptado de JONKMAN, 2016, por SOUZA, 2019.

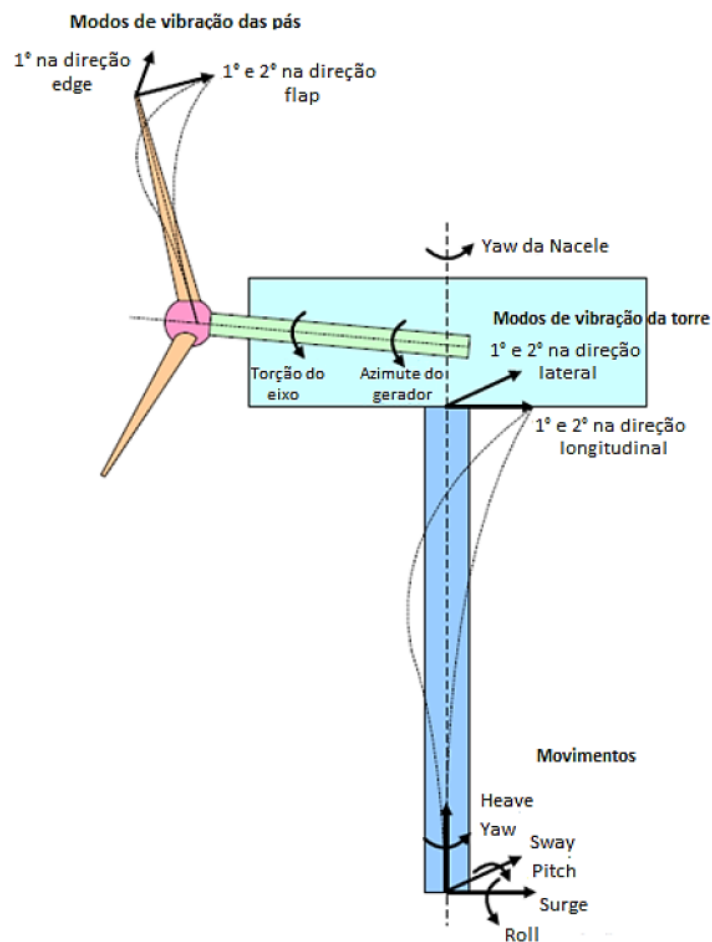


Figura 34 – Turbina Eólica 5MW NREL com 3 pás: Graus de liberdade.

Fonte: adaptado de JONKMAN e BUHL, 2005.

4.3.2

Modelo da Estrutura

O modelo da estrutura foi desenvolvido através da atribuição das características da turbina 5MW NREL nos códigos de simulação do programa.

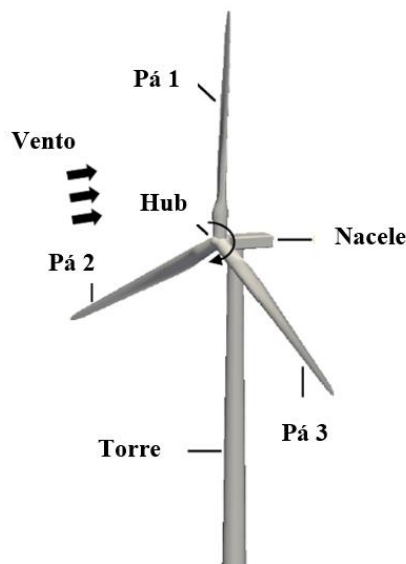


Figura 35 – Modelo tridimensional da turbina eólica NREL 5 MW modelada no FAST.

Fonte: LIU, 2017.

Inicialmente é necessário definir as cargas de vento que atuam sobre a estrutura. Conforme mencionado previamente, através do TurbSim só é possível modelar os perfis: modelo de turbulência normal - NTM, modelo de turbulência extrema – ETM, e o modelo de velocidade do vento extrema com período de recorrência de 1 e 50 anos – EWM1 e EWM50, respectivamente.

Para a modelagem, foram considerados dois casos: o modo de produção de energia, com a turbina operando sob condições de vento normais (NTM) e extremas (ETM); e o modo de indisponibilidade, turbina parada sob condições de vento extrema com período de recorrência de 1 ano (EWM1) e 50 anos (EWM50).

A análise considera ainda as recomendações da IEC 61400-1, tais como: (i) item 6.3 da norma, que indica a necessidade de considerar, para todos os casos de carregamento, a influência de uma inclinação da velocidade média de vento – VFlowAng – em relação a um plano horizontal de até 8°, assumido como invariante com a altura. (ii) item 7.4.6 da norma, que indica a necessidade de considerar um desalinhamento no eixo de yaw de $\pm 20^\circ$ e $\pm 8^\circ$, para o caso de indisponibilidade com perfis de vento EWM1 e EWM50, respectivamente.

Para os casos em que a turbina está operando, todo o sistema de controle é ativado no ServoDyn. No entanto, quando a turbina está parada, os freios são acionados e o sistema pitch orienta o ângulo das pás, de forma a posicioná-las perpendicularmente ao vento, 90°, diminuindo a força de arrasto.

Para o CDC 6.1, utiliza-se a velocidade do vento igual a 37.5 m/s para a geração do campo de vento, tal valor é utilizado devido a classe da turbina ter sido adotada como IIIC, cujo $V_{ref} = 37,5$ m/s. A velocidade do vento para o CDC 6.3 é obtida através da equação (30).

A Tabela 7 mostra um resumo das considerações dos CDCs avaliados.

Tabela 7 – Descrição dos modos de simulação e casos de carregamento avaliados no FAST

Modo	CDC	Perfil de Vento	Veloc. do Vento [m/s]	Ângulo de Vento [°]	Yaw [°]	$Pitch$	Tipo de Análise
Produção de Energia	1.1	NTM	3	0	0	Servodyn	ELU
				8	0		
			7	0	0		
				8	0		
			11	0	0		
			11,4	8	0		
				0	0		
			15	8	0		
				0	0		
	1.3	ETM	25	8	0	Servodyn	ELU
				0	0		
			3	0	0		
				8	0		
			7	0	0		
				8	0		
			11	0	0		
			11,4	8	0		
				0	0		
Indisponibilidade	6.1	EWM50	37,5	8	0	Parada 90°	ELU
				0	8		
				8	0		
				8	8		
	6.3	EWM1	30	0	0	Parada 90°	ELU
				0	20		
				8	0		
				8	20		
				8	20		
				8	20		

Para modelar os perfis de vento, foram especificados no pré-processador Turbsim os seguintes parâmetros: (i) tempo de duração da análise – UsableTime – igual a 10 minutos conforme IEC 61400-1; (ii) a altura do hub – HubHt; (iii) a inclinação do perfil de vento – VFlowAng; (iv) o modelo de turbulência – TubModel – adotado o espectro de Kaimal; (v) a parte da norma IEC 61400, a classe da turbina e o modelo de vento conforme IEC 61400-1 – IECstandard, IECturbc e IEC_WindType, respectivamente e (vi) a velocidade do vento para a análise em questão, conforme a Figura 36.

```
-----Turbine/Model Specifications-----
31      NumGrid_Z      - Vertical grid-point matrix dimension
31      NumGrid_Y      - Horizontal grid-point matrix dimension
0.05    TimeStep       - Time step [seconds]
630     AnalysisTime   - Length of analysis time series [seconds] (program will add ti
600     UsableTime     - Usable length of output time series [seconds] (program will a
90.0     HubHt         - Hub height [m] (should be > 0.5*GridHeight)
145.0    GridHeight    - Grid height [m]
145.0    GridWidth     - Grid width [m] (should be >= 2*(RotorRadius+ShaftLength))
0        VFlowAng      - Vertical mean flow (uplift) angle [degrees]
0        HFlowAng      - Horizontal mean flow (skew) angle [degrees]

-----Meteorological Boundary Conditions-----
"IECKAI" TurbModel     - Turbulence model ("IECKAI","IECVKM","GP_LLJ","NWTUP","SMOOTH
"unused" UserFile      - Name of the file that contains inputs for user-defined spectr
"1-Ed3" IECstandard    - Number of IEC 61400-x standard (x=1,2, or 3 with optional 614
"C"      IECturbc       - IEC turbulence characteristic ("A", "B", "C" or the turbulenc
"NTM"    IEC_WindType   - IEC turbulence type ("NTM"=normal, "xETM"=extreme turbulence,
default  ETMC          - IEC Extreme Turbulence Model "c" parameter [m/s] ("default" -
"PL"     WindProfileType - Velocity profile type ("LOG";"PL"=power law;"JET";"H2L"=Log ]
"unused" ProfileFile   - Name of the file that contains input profiles for WindProfile
90.0     RefHt         - Height of the reference velocity (URef) [m]
11.4     URef          - Mean (total) velocity at the reference height [m/s] (or "defa
```

Figura 36 – TurbSim: trecho do código para velocidade nominal e perfil normal de vento.

Fonte: A autora.

De posse dos perfis de vento modelados, é necessário preencher os dados nos demais simuladores do FAST. Vale ressaltar que para a turbina base de 5MW, o laboratório NREL disponibiliza os arquivos com as informações dos aerofólios e a discretização das propriedades da pá e da torre.

No InflowWind é chamado o arquivo de vento gerado pelo Turbsim e inseridos dados como a velocidade do vento – HwindSpeed e a altura de referência do hub – RefHt. No ElastoDyn, é chamado o arquivo de propriedades estruturais das pás e da torre, bem como são estabelecidos os outputs que serão gerados na análise estrutural dinâmica. Adicionalmente, é estipulado o valor do precone de cada pá – PreCone. No arquivo ServoDyn é habilitado todo o sistema de controle da turbina, como o controle de passo ou “pitch” – PCMode, o sistema de freio – HSSBrMode, e o sistema de guinada ou “yaw” – YCMode. No AeroDyn são

considerados os dados do coeficiente de arrasto das seções da torre, são introduzidos os aerofólios da pá e são inseridas as considerações de perda na ponta da pá e do hub – TipLoss e HubLoss, respectivamente.

De forma a modelar os casos de carregamento apresentados na Tabela 7, foi necessária a modificação de alguns parâmetros nos códigos, a fim de que estes fizessem a correta representação de uma turbina eólica com rotor rotacionando e uma turbina parada. O manual do programa FAST apresenta uma seção específica para fins de modelagem dos casos da IEC 61400-1.

Para a modelagem do **Modo de Produção de Energia**, destacam-se:

- Inclinação da velocidade média de vento em relação a um plano horizontal: realizadas análises considerando a variável VFlowAng iguais a 0° e 8° no TurbSim;
- Sistema de *yaw*: para o caso de produção de energia o sistema de *yaw* está atuando e, por isso, é habilitada a variável YawDOF=TRUE no ElastoDyn. O cone de rotação é considerado alinhado com a direção de escoamento do vento - $NacYaw = 0^\circ$. Uma vez que a turbina é upwind, o sistema redireciona a mesma conforme a mudança na direção do vento e, portanto, o ângulo zero é um ângulo inicial sofrendo alteração conforme o torque da turbina
- Ângulo das pás controlados através do sistema *pitch* com a habilitação da variável PCMode no ServoDyn.'
- Consideração do efeito de perda de energia nas pontas das pás e no hub, através da habilitação das variáveis TipLoss e HubLoss no AeroDyn.
- Inclinação das pás: no ElastoDyn é atribuído um ângulo de inclinação de -2,5° na variável PreCone (i), onde i representa o número de pás.
- Inclinação do Rotor: no ElastoDyn é atribuído um ângulo de inclinação de -5° na variável ShftTilt.

Para a modelagem do **Modo de Indisponibilidade - Parada**, destacam-se:

- Inclinação da velocidade média de vento em relação a um plano horizontal: realizadas análises considerando a variável VFlowAng iguais a 0° e 8° no TurbSim;

- Sistema de *yaw*: uma vez que a turbina está parada, o sistema *yaw* não está atuando e $\text{YawDOF}=\text{FALSE}$ no *ElastoDyn*. Conforme solicitação da norma, é necessário um desalinhamento no eixo de *yaw* para os casos de carregamento raro. Portanto, para o caso EWM1, $\text{NacYaw} = 20^\circ$, e para EWM50, $\text{NacYaw} = 8^\circ$.
- O sistema *pitch* posiciona as pás perpendicularmente à direção do vento, diminuindo a sustentação aerodinâmica. No *ServoDyn* é desabilitado o controle ativo do *pitch*, através da variável *PCMode*, é inserido um ângulo de passo igual a 90° - $\text{BlPitch}=90$, e o tempo de manobra do *pitch* é atribuído zero - $\text{TPitManS}(i) = 0$.
- O sistema de freio de alta velocidade é acionado. No *ServoDyn*: $\text{HSSBRMode}=1$, habilita o freio, e $\text{THSSBrDp}=0$, aciona o freio no instante 0s, ou seja, durante toda a análise a turbina estará parada.
- O rotor parado, possui velocidade nula - $\text{RotSpeed}=0$. De forma a garantir que não há produção de energia, o rotor é desconectado do gerador - $\text{GenDOF} = \text{FALSE}$ e $\text{DrTrDOF} = \text{TRUE}$. Todas as variáveis são habilitadas no *ElastoDyn*.
- Consideração do efeito de perda de energia nas pontas das pás e no hub, através da habilitação das variáveis *TipLoss* e *HubLoss* no *AeroDyn*.
- Inclinação das pás: no *ElastoDyn* é atribuído um ângulo de inclinação de $-2,5^\circ$ na variável *PreCone* (i), onde i representa o número de pás.
- Inclinação do Rotor: no *ElastoDyn* é atribuído um ângulo de inclinação de -5° na variável *ShftTilt*.

5

Resultados e Discussões

O presente capítulo apresenta os resultados e discussões da análise realizada no SAP2000 e no código FAST para a turbina eólica de base de 5MW desenvolvida pelo NREL.

5.1

Resultados do SAP2000

5.1.1

Validação do Modelo e Frequências Naturais da Estrutura

A partir do resultado da análise modal, selecionaram-se os 11 primeiros modos de vibração da estrutura e suas respectivas frequências naturais. A fim de verificar a validade do modelo de elementos finitos elaborado, comparou-se as frequências naturais obtidas no SAP2000 com as frequências naturais apresentadas por JONKMAN et al. (2009) em seu estudo para a turbina 5MW NREL, conforme Tabela 8.

Tabela 8 – Modos de vibração e frequências naturais na turbina eólica 5MW NREL

Modo	Jonkman (Hz)	SAP2000 (Hz)	%	Descrição do Modo
1	0,312	0,315	0,96%	1° <i>side-to-side</i> da torre
2	0,324	0,317	-2,16%	1° <i>fore-aft</i> da torre
3	0,6205	-	-	1ª torção do <i>drivetrain</i>
4	0,6664	0,638	-4,26%	1° <i>flap</i> das pás - <i>yaw</i>
5	0,6675	0,679	1,72%	1° <i>edge</i> da pá - <i>roll</i>
6	0,6693	0,703	5,04%	1° <i>flap</i> das pás - <i>pitch</i>
7	1,0793	1,146	6,18%	1° <i>edge</i> coletivo das pás - <i>roll</i>
8	1,0898	1,189	9,10%	1° <i>flap</i> coletivo das pás - <i>pitch</i>
9	1,9337	1,258	-34,94%	2° <i>edge</i> da pá - <i>roll</i>
10	1,9223	1,644	-14,48%	2° <i>flap</i> das pás - <i>yaw</i>
11	2,0205	1,922	-4,88%	3° <i>edge</i> da pá - <i>roll</i>

Através da Tabela 8, observa-se que há boa correlação entre os valores das primeiras frequências naturais obtidas no SAP2000 e no estudo de JONKMAN et al. (2009), sendo a diferença percentual entre as frequências naturais dos cinco primeiros modos inferior a 5%. Vale ressaltar que, para o modo 3, correspondente à torção do *drivetrain*, não foi obtido este valor de frequência natural no SAP2000, pois o modelo tridimensional elaborado não possui o respectivo grau de liberdade, uma vez que o *drivetrain* é modelado como um link rígido. Dessa forma, mediante os resultados obtidos, pode-se considerar que o modelo da turbina eólica no SAP2000 está validado.

Através da Tabela 8, observa-se ainda que as frequências naturais dos primeiros modos de vibração da estrutura situam-se em intervalos inferiores a 1Hz. A norma americana ASCE/SEI 7-05 (2006) indica que uma estrutura deve ser classificada como dinamicamente sensível, ou “flexível”, quando sua frequência natural fundamental é inferior a 1 Hz. Posto que a turbina eólica 5MW possui frequências naturais dentro desta faixa, a estrutura é classificada como dinamicamente sensível. O comportamento dinâmico será tratado em capítulo posterior neste estudo, através da (i) comparação das frequências naturais obtidas no SAP2000 com as frequências de excitação da estrutura devido ao carregamento de vento, obtidas através do FAST; e (ii) avaliação dos intervalos de frequências 1P e 3P de operação do aerogerador.

Apesar do fenômeno de ressonância ser tratado posteriormente neste estudo, vale ressaltar que a frequência natural do primeiro modo do sistema acoplado (3,15 Hz) ultrapassa ligeiramente o limite de afastamento de 10% da frequência 3P (0,31 Hz) mostrado na Figura 28.

5.1.2 Modos de Vibração da Turbina Eólica NREL 5MW

Para a descrição dos modos de vibração apresentados na Tabela 8, avaliou-se a deformada da estrutura com relação aos eixos e direções especificados para a turbina eólica 5MW NREL, conforme apresentado na Figura 34, tais como: *pitch*, *yaw* e *surge*. De forma a propiciar melhor compreensão do comportamento da estrutura, a Figura 37 ilustra a caracterização dos modos de vibração do aerogerador em estudo.

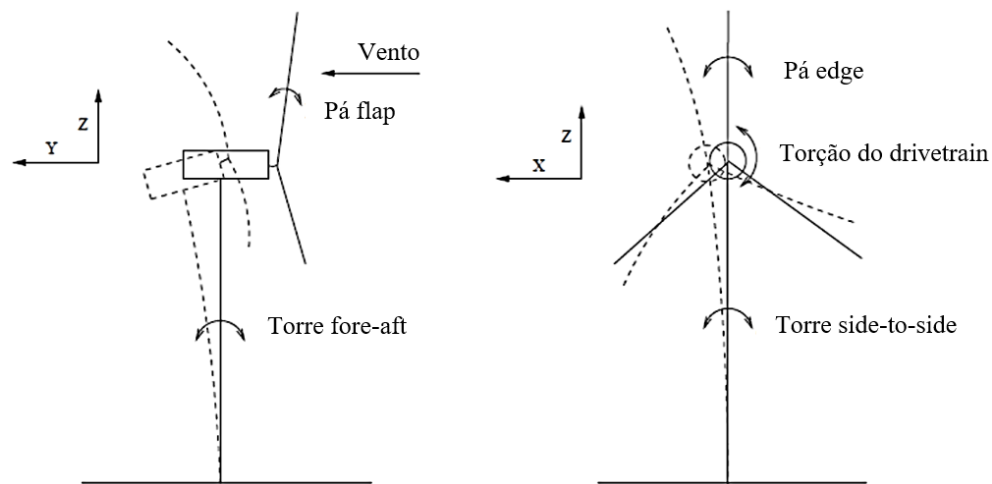


Figura 37 – Configurações das deformadas da turbina eólica 5MW NREL.

Fonte: adaptado de MERZ, 2015.

Da Figura 38 à Figura 40 são apresentadas as deformadas da estrutura para os modos de vibração obtidos através do SAP2000. De forma a facilitar a visualização, foram inseridas linhas guias com relação a estrutura indeformada.

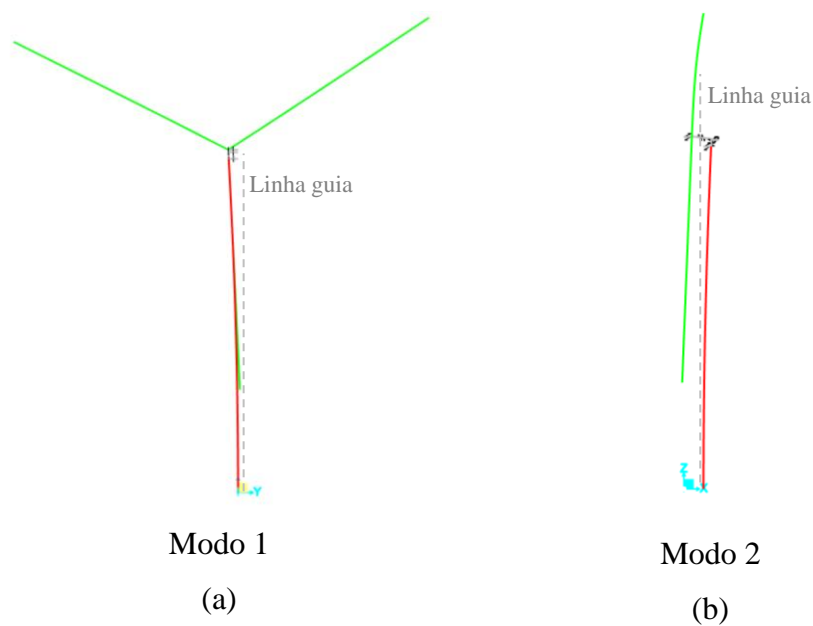


Figura 38 – Modos de vibração da turbina eólica 5MW NREL no SAP2000:

(a) modo 1; (b) modo 2.

Fonte: a Autora.

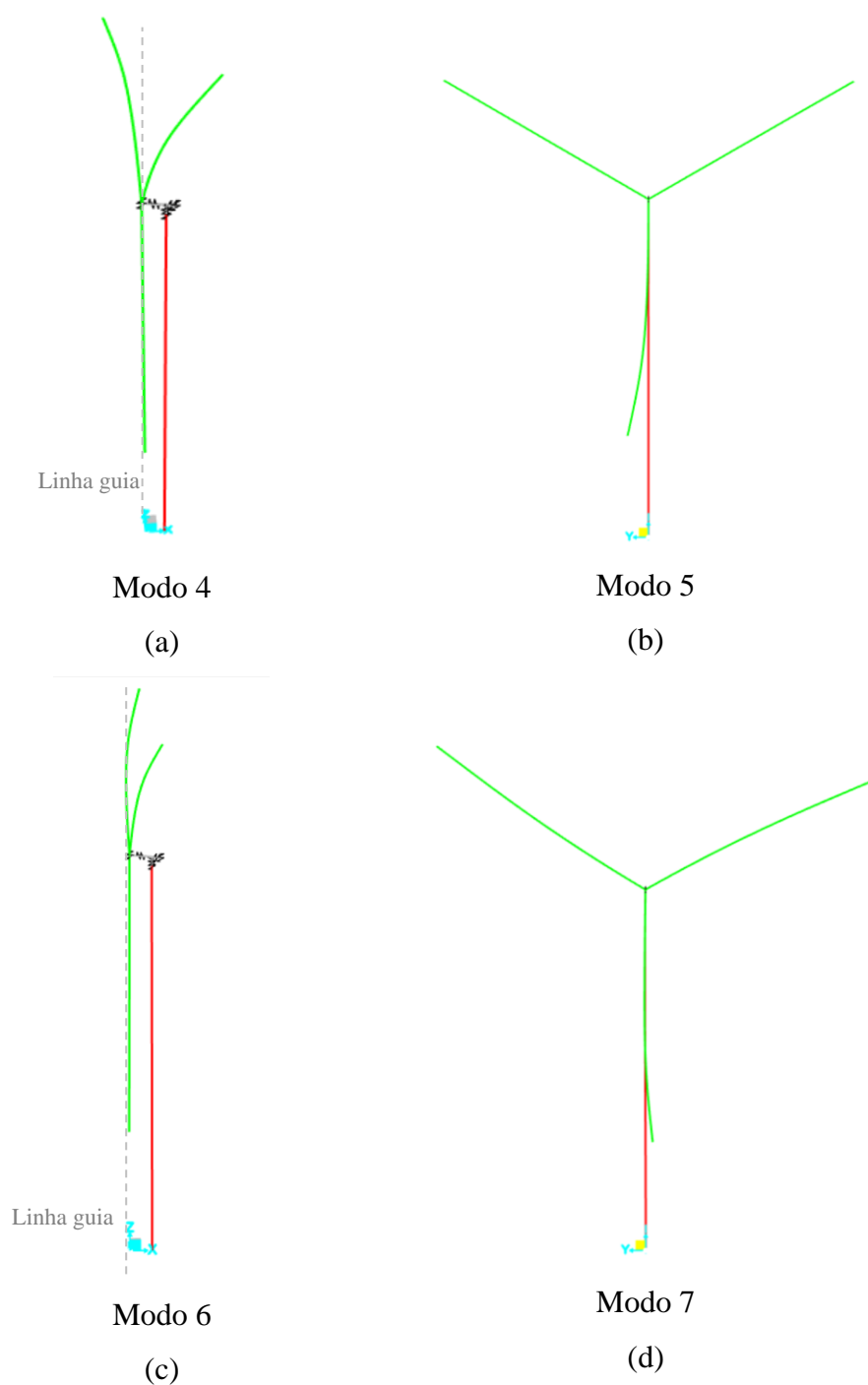


Figura 39 – Modos de vibração da turbina eólica 5MW NREL no SAP2000:

(a) modo 4; (b) modo 5; (c) modo 6; (d) modo 7.

Fonte: a Autora.

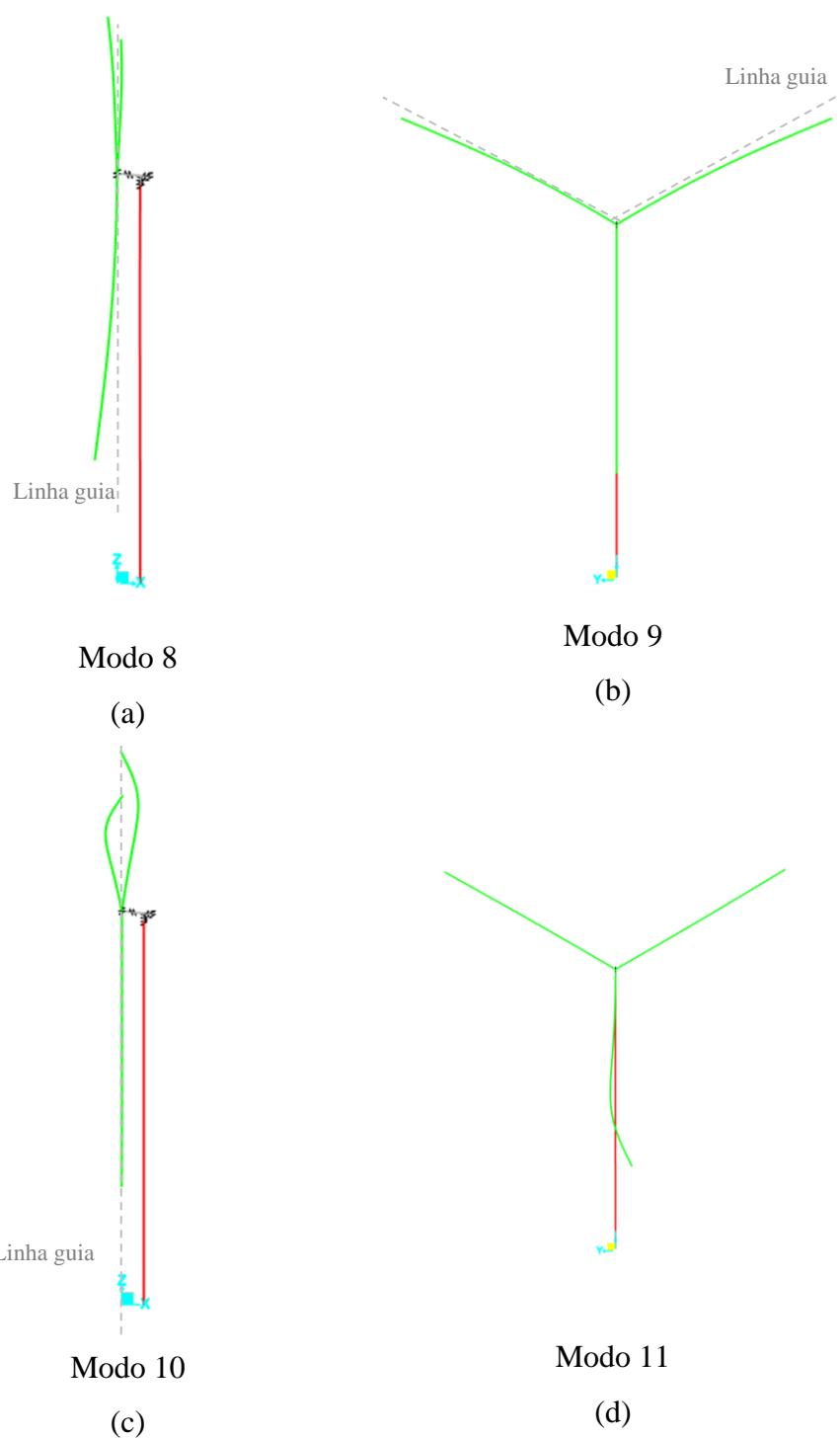


Figura 40 – Modos de vibração da turbina eólica 5MW NREL no SAP2000:

(a) modo 8; (b) modo 9; (c) modo 10; (d) modo 11.

Fonte: a Autora.

5.2

Resultados do FAST

O comportamento dinâmico-estrutural da turbina eólica 5MW NREL é avaliado através do FAST.

No presente estudo, foi realizada a tentativa de aplicar as cargas de vento, obtidas através do FAST, no modelo de elementos finitos elaborado no SAP2000. No entanto, não foi obtido êxito, posto que as respostas do SAP2000 não convergiram com a do FAST. Tal fato pode ser explicado por não ser considerado o efeito do amortecimento aerodinâmico no modelo do SAP2000. Dessa forma, optou-se por avaliar o comportamento dinâmico estrutural da turbina NREL somente através do FAST, uma vez que este programa considera os efeitos de acoplamento modal oriundos do movimento das pás e da torre em contato com o campo de vento turbulento.

Para compreensão da origem do efeito do amortecimento aerodinâmico são pontuados os seguintes conceitos:

- Segundo BISPLINGHOFF et al. (1955) a aeroelasticidade estuda os fenômenos oriundos da interação entre as forças inerciais, aerodinâmicas e elásticas. Tais fenômenos surgem quando as deformações estruturais induzem forças aerodinâmicas adicionais. Sendo, portanto, a flexibilidade da estrutura uma propriedade responsável pelos vários tipos de fenômenos aeroelásticos.
- Uma força de amortecimento aerodinâmico surge quando é considerado o movimento relativo entre a estrutura e o vetor velocidade de vento.
- A parcela de amortecimento aerodinâmico somada ao amortecimento estrutural influencia significativamente a resposta da estrutura. Pode ocorrer, inclusive, a mudança de sinal do amortecimento aerodinâmico (Davenport, 1995). No caso do amortecimento aerodinâmico ser negativo e maior que o amortecimento estrutural, a estrutura pode atingir uma situação de instabilidade aerodinâmica e chegar ao colapso.
- Tratando-se de turbinas eólicas, sob a ação de um campo de vento turbulento, as componentes de velocidade relativa do vento atuantes

nas pás sofrem alteração a cada instante, gerando forças de autoexcitação e acoplamento modal. Com isso, tem-se a origem do efeito de amortecimento aerodinâmico.

5.2.1 Verificação da Implementação do FAST

De forma a verificar se foi realizada uma correta implementação dos módulos do FAST, comparou-se a curva de potência da turbina eólica NREL obtida através do FAST com a curva de potência apresentada no estudo de JONKMAN et al. (2009). Esse estudo descreve a especificação técnica da turbina NREL, resultando na potência de 5MW para a velocidade nominal do vento ($V_r = 11,4$ m/s, a partir da qual a turbina é capaz de gerar eletricidade com máxima potência), conforme apresentado na Tabela 3 do presente trabalho. A curva de potência no FAST é calculada com intervalos de velocidade de vento de 2,0 m/s, pois conforme o item 7.4 da IEC 61400-1 (2005), a faixa de velocidades do vento pode ser representada por um conjunto de valores discretos, em que a resolução deve ser suficiente para garantir a precisão do cálculo, sendo a resolução de 2,0 m/s geralmente suficiente.

A Figura 41 (a) apresenta a curva de potência do gerador obtida através do FAST; como pode ser observado, para velocidades do vento acima da nominal (11,4 m/s), a turbina atinge sua potência máxima, ou seja, 5.000 kW. Este valor converge ao apresentado por JONKMAN et al. (2009), bem como apresenta boa correlação ao gráfico apresentado por SOUZA (2019) ao realizar os estudos para a mesma turbina, conforme apresentado na Figura 41 (b). Portanto, o modelo elaborado no FAST foi implementado corretamente.

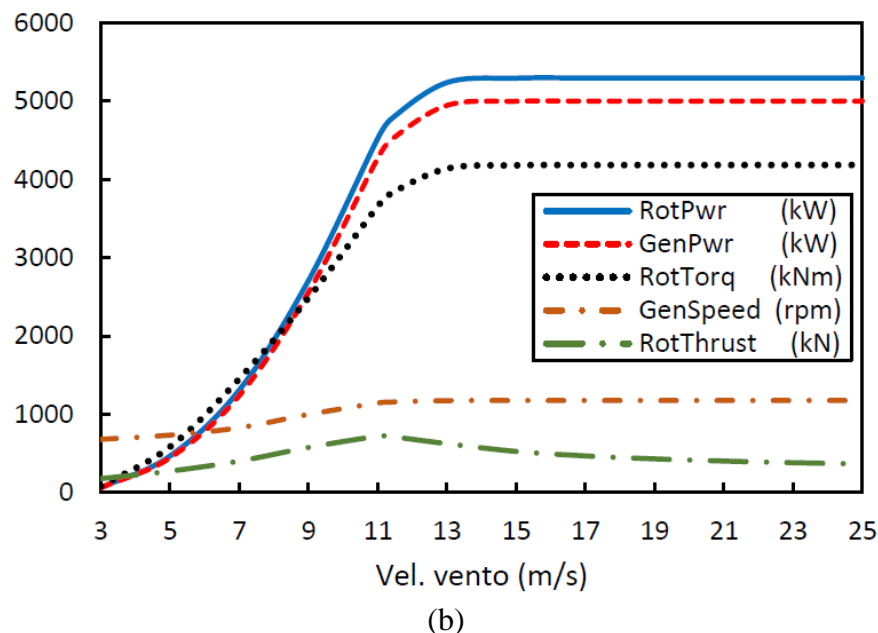
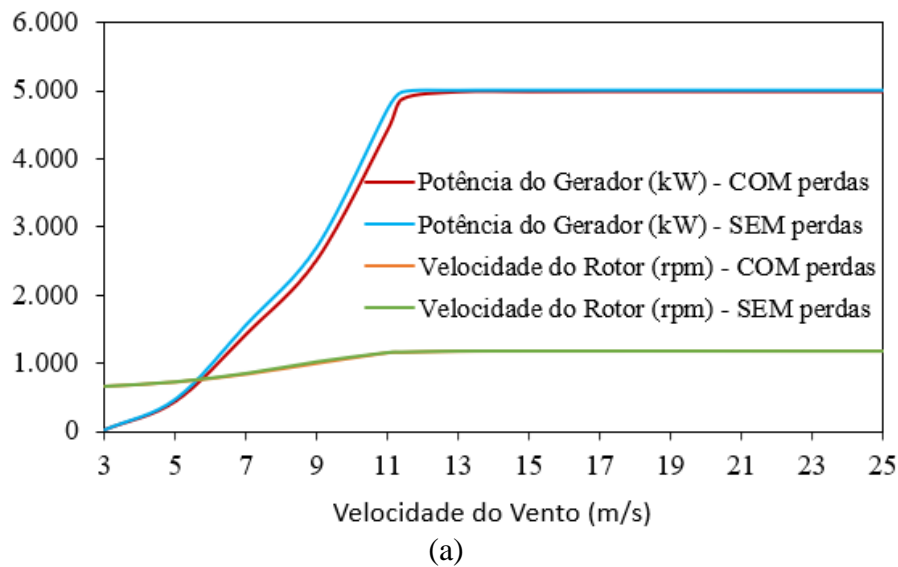


Figura 41 – Curva de potência para a turbina eólica NREL 5MW.

Fonte: a Autora; SOUZA, 2019.

5.2.2

Influência das Perdas nas Pontas das Pás e no Hub

A consideração das perdas nas pontas das pás e no hub foi introduzida no modelo FAST, de forma a avaliar o comportamento energético e estrutural da turbina para os casos com e sem perda. As linhas, azul e vinho, do gráfico apresentado na Figura 41 (a) mostram que não há significativa redução na potência do gerador quando consideradas as perdas no hub e nas pontas das pás. Segundo WENZEL (2007) a soma da contribuição de potência de cada elemento de pá

resulta na potência do rotor, mediante isso, espera-se que a potência do rotor sofra redução em virtude da introdução das perdas. Tal fato ocorre, conforme gráfico acima, entretanto, essa redução não é expressiva. Para a velocidade nominal, por exemplo, a diferença percentual entre a potência com e sem a introdução das perdas é de 2%, com a turbina eólica gerando 4888 kW e 4973 kW respectivamente.

Com relação ao comportamento estrutural com a introdução das perdas nas pontas das pás e no hub, foram avaliados os esforços e deslocamentos máximos e médios da estrutura para a velocidade nominal do vento de 11,4 m/s no caso NTM. A Tabela 9 apresenta os principais esforços e deslocamentos médios para a pá 1, sendo FPx, a força média na raiz da pá 1 na direção do vento, MPy, o momento médio na raiz da pá 1 gerado pela força FPx, e dPx o deslocamento médio na ponta da pá 1 na direção do vento.

Tabela 9 – Esforços médios no aerogerador com e sem consideração das perdas

Esforço Médio na Pá 1	COM perda	SEM perda	%
FPx (kN)	248,6	246,3	0,93%
MPy (kNm)	8715	8744	-0,33%
dPx (m)	4,652	4,852	-4,30%

Assim como o verificado para a potência do aerogerador, observa-se que a introdução das perdas nas pontas das pás e no hub não gera significativa variação de esforços e deslocamento na pá, vide as pequenas diferenças percentuais registradas para os casos com e sem perda na Tabela 9.

Devido à natureza oscilatória dos esforços, foram apresentados os valores médios na tabela acima, no entanto, ressalta-se que estas pequenas variações percentuais também foram verificadas para os valores de pico na estrutura, como por exemplo, pode ser observado no gráfico da Figura 42, que apresenta a força FPx atuante na raiz da pá 1, com e sem a introdução das perdas, ao longo do tempo. Neste gráfico, verifica-se que as forças analisadas praticamente se sobrepõem e que a magnitude dos picos sofre ligeira redução com a introdução das perdas. A análise possui duração de 10 minutos.

Ressalta-se que o item 7.5 da IEC 61400-1 (2005) recomenda que seja realizada uma análise com duração de 1 hora ou seis análises de 10 minutos. Posto que o FAST não permite o tempo de duração de 1 hora, serão realizadas somente análises de 10 minutos.

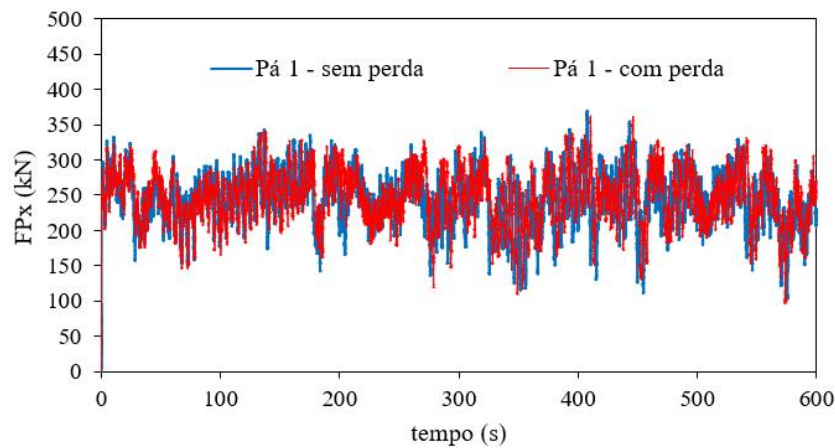


Figura 42 – Força FP_x atuante na pá 1 durante ao longo do tempo.

Fonte: a Autora.

A baixa influência da introdução das perdas no comportamento estrutural dos aerogeradores também é observada em outros estudos no campo eólico. YU et al. (2018) estudaram a turbina eólica 5MW NREL através do software AML (actuator line model – modelo do atuador de linha), apresentando uma comparação da distribuição das forças radiais, empuxo (F_n) e torque (F_t), ao longo do comprimento da pá (r/R), com e sem a introdução da perda na ponta da pá no modelo, conforme Figura 43. O gráfico em questão foi gerado para a velocidade nominal da turbina de 11,4 m/s, onde é possível perceber que: na raiz e no meio da pá as forças praticamente não sofrem alteração devido a introdução das perdas, no entanto, na região da ponta da pá, nota-se pequena alteração das forças com a introdução das perdas, porém não são significativas.

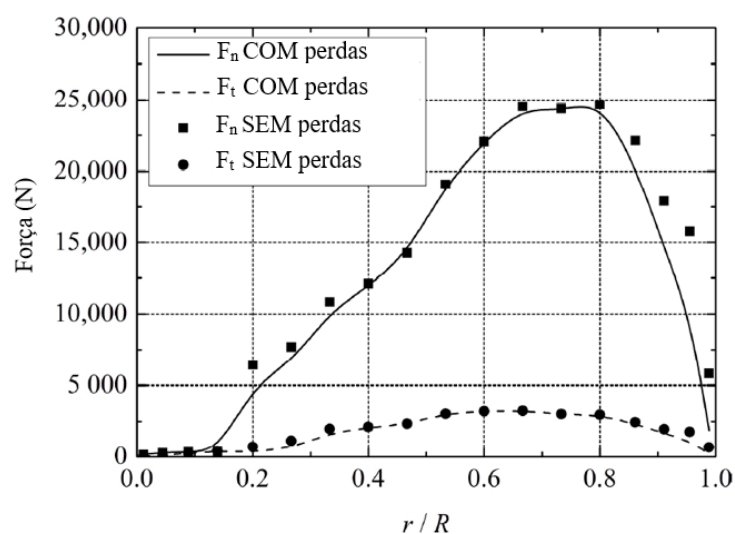


Figura 43 – Distribuição das forças radiais ao longo do comprimento da pá.

Fonte: adaptado de YU et al., 2018.

Vale ressaltar que para as avaliações apresentadas neste estudo, são consideradas as perdas nas pontas das pás e no hub, uma vez que esta é a situação que mais se assemelha à realidade do escoamento de um fluido sobre uma superfície.

5.2.3

Influência da Variação da Velocidade Média do Vento na Altura do Hub

Conforme mencionado anteriormente, de acordo com a IEC 61400-1 (2005), a turbina está no modo de produção de energia quando ocorrem as condições de vento normal (NTM) e turbulento (ETM). Porém, a turbina fica em modo de indisponibilidade, quando submetida a carregamentos raros, como ocorrência de rajadas ou ventos com período de recorrência de 1 ano (EWM1) e 50 anos (EWM50), e assim o rotor da turbina é parado através do sistema de controle de passo.

Para o caso de Produção de Energia, procurou-se entender o comportamento da estrutura mediante as variações de velocidade do vento, desde a velocidade inicial $V_{in} = 3,0$ m/s, passando pela velocidade nominal $V_r = 11,4$ m/s, até a velocidade de segurança $V_{out} = 25$ m/s. Objetivando-se entender para qual valor da velocidade do vento a estrutura fica submetida a maiores esforços, foram elaborados os gráficos da Figura 44, os quais apresentam os valores médios das reações na base da torre (FTx, FTy, MTx e MTy), dos deslocamentos no topo da torre (dT_x e dT_y) e dos deslocamentos na ponta da pá (dPx e dPy) quando a turbina eólica 5MW NREL está submetida a condições normais, ou seja, quando o perfil de vento NTM está atuando. De forma a aferir o valor encontrado no presente trabalho, com demais estudos na área, comparou-se os resultados obtidos com os valores encontrados por SOUZA (2019).

Nos gráficos da Figura 44, observa-se que para todos os casos apresentados – força cisalhante e momento na base da torre, deslocamento no topo da torre e deslocamento na ponta da pá – a resposta da estrutura com relação aos esforços principais (FTx, MTy, dT_x e dPx) apresenta um pico bem definido para valores de velocidade de vento próximos à nominal $V_r = 11,4$ m/s, cujo valor é destacado em linha tracejada cinza nos gráficos a seguir.

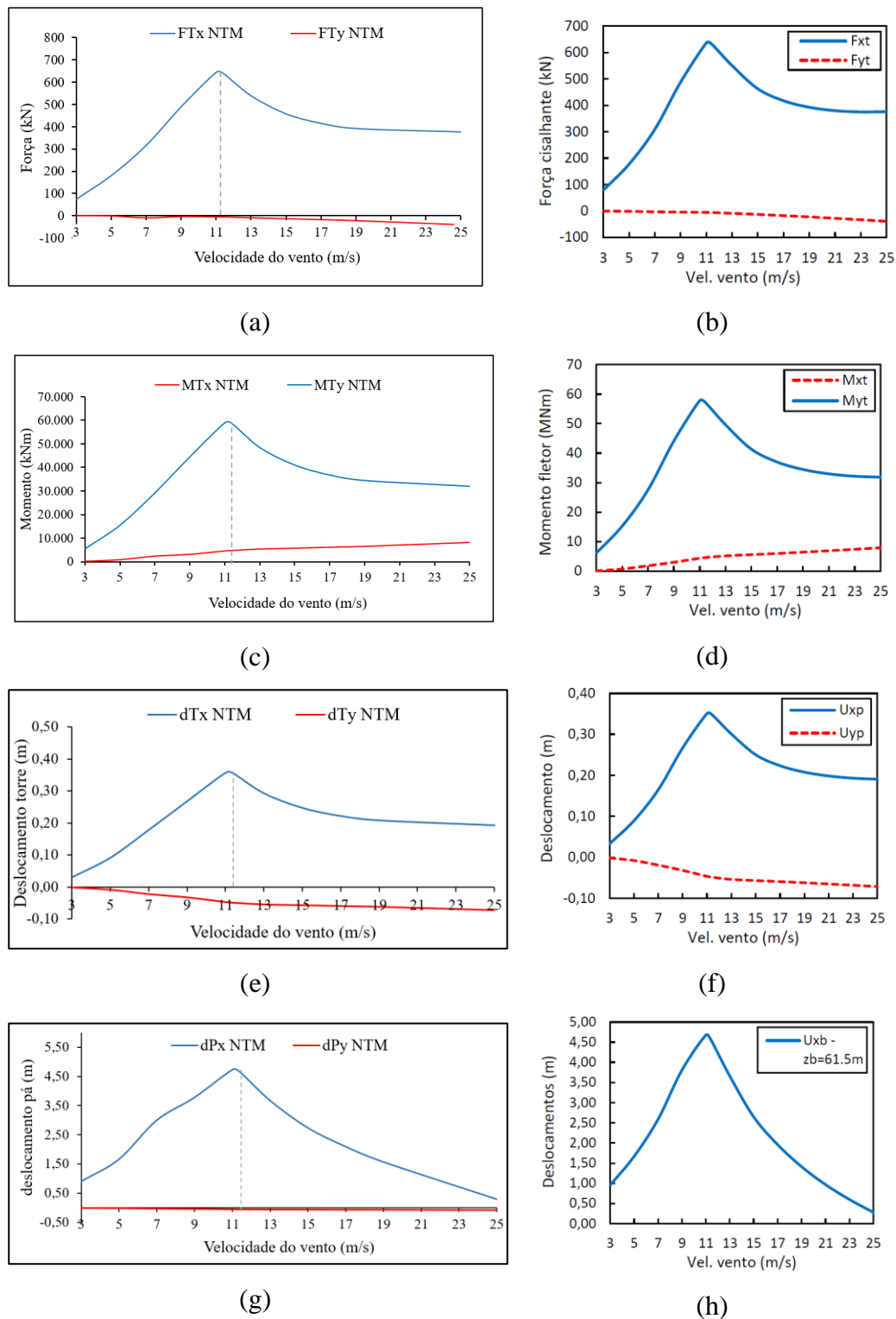


Figura 44 – Variação dos valores médios: (a) força cisalhantes (FTx, FTy) – na base da torre; (b) forças na base obtidas por SOUZA (2019); (c) momento fletor (MTx, MTy) na base da torre; (d) momentos na base obtidos por SOUZA (2019);. (e) deslocamentos no topo da torre (dTx, dTy); (f) deslocamentos no topo da torre obtidos por SOUZA (2019); (g) deslocamentos na ponta da pá (dPx, dPy); (d) deslocamentos na ponta da pá obtidos por SOUZA (2019);

Fonte: a Autora; SOUZA, 2019.

A Tabela 10 demonstra os valores médios dos esforços e deslocamentos para as três velocidades do vento de referência da turbina eólica NREL, considerando o perfil NTM. Observa-se claramente que os esforços e deslocamentos principais, destacados em azul na tabela, possuem valor significativamente superior para a velocidade nominal, chegando a superar os valores da velocidade cut-in em aproximadamente 1044% (dT_x) e os valores da velocidade cut-out em até 1518% (dP_x). Na tabela também se encontra representada a reação vertical na base, FT_z, de forma a mostrar que este valor não sofre variação significativa, inferior a 1%, posto que é majoritariamente influenciado pelo peso próprio da estrutura e não pelas cargas aerodinâmicas às quais a turbina está submetida. Ressalta-se que para a obtenção dos valores médios, foram desconsiderados os primeiros 100 segundos de análise, de forma a não considerar a parte transiente do resultado.

Tabela 10 – Esforços e deslocamentos médios no aerogerador para as velocidades de referência

Velocidade do Vento	FT _x (kN)	FT _y (kN)	FT _z (kN)	MT _x (kN.m)	MT _y (kN.m)	dT _x (m)	dP _x (m)
Vin	76,34	-0,32	-6840	92,15	5735	0,03	0,90
Vnom	635,30	-6,15	-6898	4640	57930	0,35	4,65
Vout	375,70	-39,35	-6847	7969	31820	0,19	0,29

Para os esforços e deslocamentos principais – ou seja, para as forças e deslocamentos na direção do vento, bem como para o momento gerado por essa força – foram plotados os gráficos de reações e deslocamentos na estrutura ao longo do tempo de análise. Através da Figura 45 e Figura 46, pode-se observar que o comportamento dos gráficos são semelhantes, tal fato é justificável, pois os esforços e deslocamentos plotados estão na direção do vento, que possui campo turbulento, promovendo as respostas oscilatórias na estrutura.

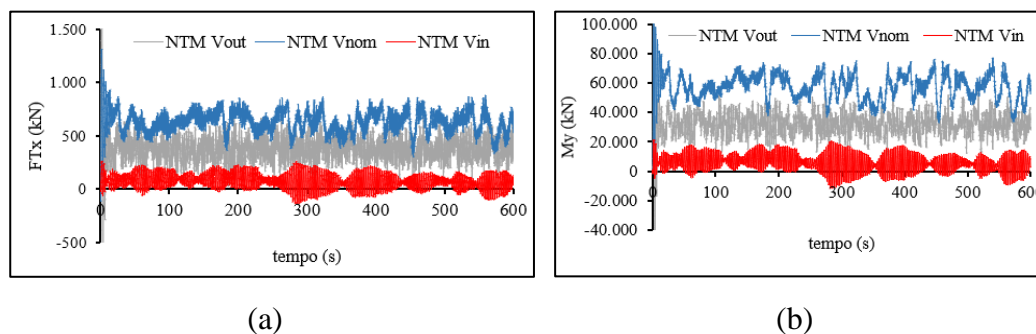


Figura 45 – Esforços principais ao longo do tempo para as velocidades de referência:

(a) força cisalhante na base da torre; (b) momento fletor na base da torre.

Fonte: a Autora.

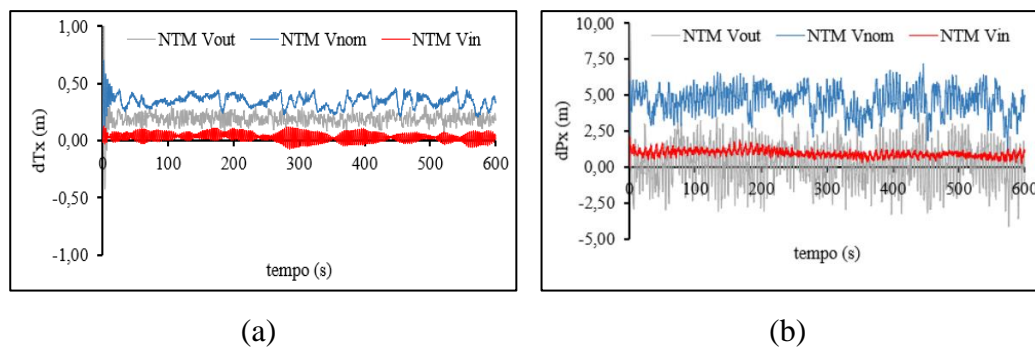


Figura 46 – Deslocamentos principais ao longo do tempo para as velocidades de referência:
(a) deslocamento no topo da torre; (b) deslocamento na ponta da pá.

Fonte: a Autora.

Ressalta-se que, quando necessária a análise da turbina eólica para uma determinada velocidade, este estudo utiliza o valor da velocidade nominal (11,4 m/s), posto que a turbina eólica possui respostas críticas para valores de velocidade próximos à nominal, conforme supracitado.

Vale mencionar ainda que, quando necessária a análise da pá neste estudo, como neste item, procedeu-se com a escolha da pá 1, por (i) apresentar os maiores deslocamentos de pico dentre as três pás, e (ii) estar localizada no sentido vertical, quando o rotor está inoperante, conforme anteriormente apresentado na Figura 35. Ressalta-se que os valores de pico apresentados no presente estudo foram obtidos através do método do fator de rajada, proposto por Davenport.

A Tabela 11 apresenta os esforços na raiz das pás e os deslocamentos nas pontas das pás verificados quando submetidas ao perfil de vento NTM com velocidade de 11,4 m/s. Através dos resultados apresentados, é possível perceber que o valor do deslocamento de pico na direção *flapwise* relativa ao eixo *pitch*, ou seja, deslocamento da ponta da pá contra a torre, apresentou valores elevados e em torno de 7,6 m. Uma vez que a pá 1 apresentou os maiores esforços principais (FPx, MPy) e deslocamento da ponta ($dPx=7,66m$), optou-se por considerar as análises com a pá 1. Apesar da escolha da pá 1, nota-se que todas as pás se comportam de maneira muito semelhante, possuindo diferenças inferiores a 1,2% para os esforços e deslocamentos principais.

Vale ressaltar que os valores das forças cisalhantes e momentos são extraídos na raiz da pá, pois nesta região são resistidos os maiores esforços estruturais principais, conforme apresentado anteriormente na Figura 11.

Tabela 11 – Esforços e deslocamentos de pico nas pás para a velocidade nominal e perfil NTM

Pá	FPx (kN)	FPy (kN)	MPx (kN.m)	MPy (kN.m)	dPx (m)	dPy (m)	dPz (m)
Pá 1	386,86	373,32	9399,56	13838,90	7,66	0,76	0,08
Pá 2	384,71	372,99	9431,32	13758,35	7,63	0,76	0,08
Pá 3	382,36	373,14	9441,56	13759,03	7,60	0,76	0,07

5.2.4

Comportamento da Estrutura nos Modos: Produção de Energia e Indisponibilidade

Nesse item será avaliado a resposta da turbina eólica 5MW para os casos de carregamento apresentados na Tabela 7, em termos de esforços e deslocamentos.

5.2.4.1

Influência da Inclinação do Fluxo Médio do Vento em relação a um Plano Horizontal

Conforme item 6.3 da IEC 61400-1, foi avaliado o comportamento da estrutura submetida à velocidade média de vento (VFlowAng) nominal: (i) paralela ao plano horizontal e (ii) com uma inclinação de 8° em relação a um plano horizontal. Nessa análise considerou-se, no modo de produção de energia, os casos de carregamento CDC 1.1 e CDC 1.3, onde a turbina eólica NREL 5MW está operando e submetida às condições de vento de turbulência normal (NTM) e de turbulência extrema (ETM), respectivamente; bem como considerou-se, no modo de indisponibilidade, os casos de carregamento CDC 6.1 e CDC 6.3, onde a turbina está inoperante e submetida à ventos com período de recorrência de 50 anos (EWM50) e 1 ano (EWM1), respectivamente.

Para os perfis de vento NTM e ETM, a Tabela 12 e a Tabela 13 apresentam os valores médios e de pico, respectivamente, para: os esforços principais (FTx, FPx, MTy), os deslocamentos principais (dTx e dPx) e para a força de empuxo do rotor (Fe), a qual é a resultante das forças que atuam no rotor. As mesmas forças e deslocamentos foram apresentados para os perfis EWM50 e EWM1 na Tabela 14 e na Tabela 15, com exceção da força de empuxo.

Tabela 12 – Produção de Energia: esforços e deslocamentos médios ($V_r = 11,4$ m/s)

Valores Médios	VFlowAng = 0°		VFlowAng = 8°		%	
	NTM	ETM	NTM	ETM	NTM	ETM
FTx (kN)	639,2	588,7	643,9	592,00	0,74%	0,56%
FPx (kN)	248,6	231,6	249	232,7	0,16%	0,47%
Fe (kN)	727,3	671,6	728,5	676,2	0,16%	0,68%
MTy (kN.m)	58520	53710	58620	53720	0,17%	0,02%
dTx (m)	0,36	0,33	0,36	0,33	0%	0%
dPx (m)	4,65	4,31	4,71	4,34	1,23%	0,74%

Tabela 13 – Produção de Energia: esforços e deslocamentos de pico ($V_r = 11,4$ m/s)

Valores de Pico	VFlowAng = 0°		VFlowAng = 8°		%	
	NTM	ETM	NTM	ETM	NTM	ETM
FTx (kN)	983,4	1034,9	974,6	1085,2	-0,89%	4,86%
FPx (kN)	429,3	412,3	379,2	408,7	-11,67%	-0,88%
Fe (kN)	1037,5	1062,2	1022,9	1046,5	-1,41%	-1,48%
MTy (kN.m)	86142,6	89369,3	89971,4	93282,9	4,44%	4,38%
dTx (m)	0,50	0,52	0,53	0,46	4,12%	-11,34%
dPx (m)	7,66	8,02	7,42	7,84	-3,12%	-2,31%

Tabela 14 – Indisponibilidade: esforços e deslocamentos médios ($V1 = 30$ m/s e $V50 = 37,5$ m/s)

Valores Médios	VFlowAng = 0°		VFlowAng = 8°		%	
	EWM1	EWM50	EWM1	EWM50	EWM1	EWM50
FTx (kN)	253,1	397,6	239,4	373,7	-5,41%	-6,01%
FPx (kN)	-23,25	-37,47	-22,23	-35,84	-4,39%	-4,35%
MTy (kN.m)	11595	19130	11390	18590	-1,77%	-2,82%
dTx (m)	0,05	0,08	0,05	0,08	0%	0%
dPx (m)	0,16	0,28	0,16	0,27	0%	-3,07%

Tabela 15 – Indisponibilidade: esforços e deslocamentos de pico ($V1 = 30$ m/s e $V50 = 37,5$ m/s)

Valores de Pico	VFlowAng = 0°		VFlowAng = 8°		%	
	EWM1	EWM50	EWM1	EWM50	EWM1	EWM50
FTx (kN)	463,2	743,2	454,0	726,6	-1,99%	-2,24%
FPx (kN)	32,1	44,5	28,5	45,8	-11,37%	2,84%
MTy (kN.m)	26756,3	42762,8	27081,3	43620,8	1,21%	2,01%
dTx (m)	0,1	0,2	0,1	0,2	4,98%	4,64%
dPx (m)	1,13	1,58	1,05	1,58	-6,98%	0,39%

Para os **valores médios no modo de produção de energia**, Tabela 12, observa-se que a introdução da inclinação de 8° no perfil de vento gera um aumento dos esforços e deslocamentos na estrutura, entretanto, tal aumento não é significativo, atingindo um diferencial percentual máximo de 1,23% para o deslocamento na ponta da pá (dPx) que, em valores absolutos, representa uma variação de 4,65 m (VFlowAng = 0°) para 4,71 m (VFlowAng = 8°). No entanto, tal regularidade de resultados não é verificada nos **valores de pico no modo de produção de energia**, Tabela 13, e nem nos **valores médios e de pico no modo de indisponibilidade**, Tabela 14 e Tabela 15, onde 64% dos resultados (destacados em azul) apontaram para uma diminuição dos esforços e deslocamentos quando considerada a inclinação de 8° . Tal diminuição também não foi significativa, atingindo um diferencial percentual máximo de 11,67% para a força na pá 1 FPx, variando de 429,3 kN (VFlowAng = 0°) para 379,2 kN (VFlowAng = 8°).

No modo de produção de energia, verifica-se que os **valores médios** obtidos para o perfil ETM são inferiores ao NTM, tal fato também foi observado por Souza (2009), e ocorre porque no ETM a turbulência é maior e o sistema *pitch* da turbina começa a atuar devido ao acréscimo de velocidade oriunda da flutuação. No entanto, quando são comparados os **valores de pico** do perfil ETM, verifica-se que estes são superiores ao NTM. Tal fato é esperado, uma vez que os perfis de vento NTM e ETM são calculados com base no NWM, ou seja, possuem o mesmo perfil de velocidade média, sendo o desvio padrão de turbulência do modelo ETM, equação (32), superior ao do modelo NTM, equação (26). Este fato, gera maiores flutuações e amplitudes de velocidade e, portanto, maiores valores de pico. A Figura 47 mostra a força cisalhante na base da torre e a força de empuxo para os perfis NWP, NTM e ETM.

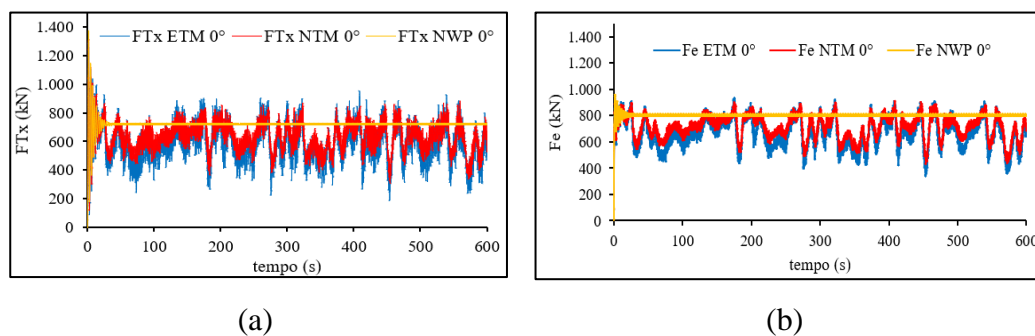


Figura 47 – Produção de energia: (a) força na base da torre; (b) força de empuxo no rotor.

Fonte: a Autora.

Outro ponto importante no modo de produção de energia é o deslocamento de pico na ponta da pá, para o caso ETM com $V_{FlowAng} = 8^\circ$, que possui valor de 8,02 m e é extremamente significativo, devendo ser considerado com cautela no dimensionamento estrutural, de forma a mitigar a colisão da ponta da pá contra a torre. Para mitigar tal colisão, a turbina NREL considera um precone de $2,5^\circ$ e a inclinação do shaft de 5° . Uma vez que a distância do eixo da torre ao hub (OverHang) é de aproximadamente 5m, tem-se que a distância da ponta da pá ao eixo da torre é de aproximadamente 13,223 m ($5m + 63m \times \sin[2,5^\circ + 5^\circ]$), conforme ilustrado na Figura 48. Dessa forma, portanto, é mitigada a colisão da pá com a torre.

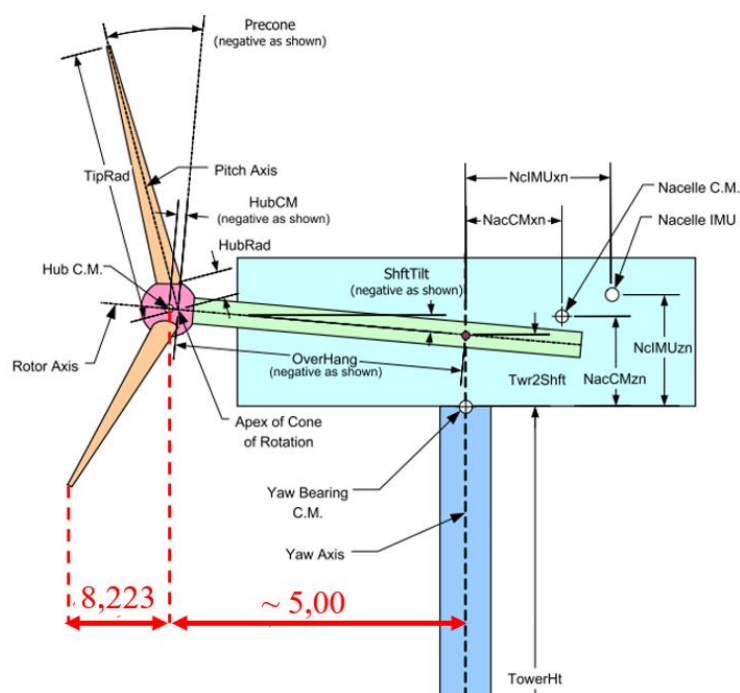


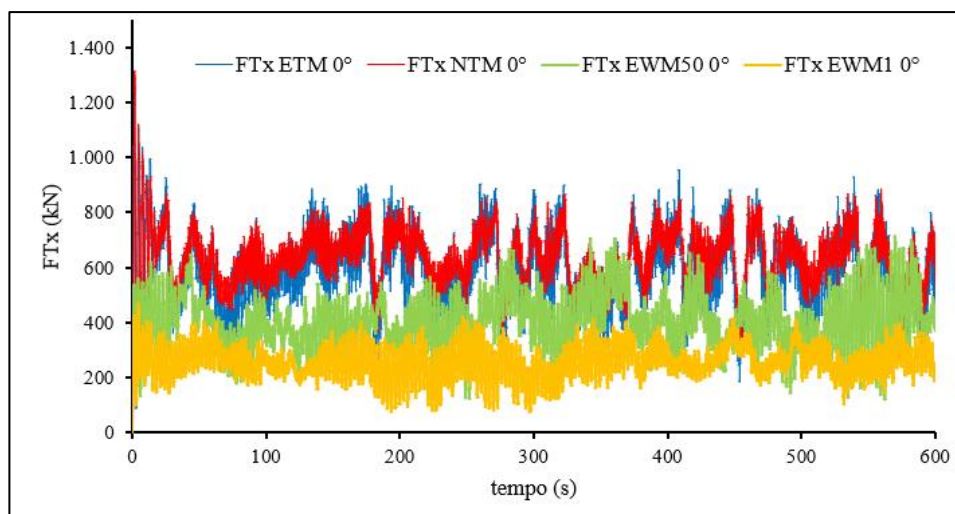
Figura 48 – Turbina eólica NREL: distância, em metros, da ponta da pá ao eixo da torre.

Fonte: adaptado de JONKMAN e BUHL, 2005.

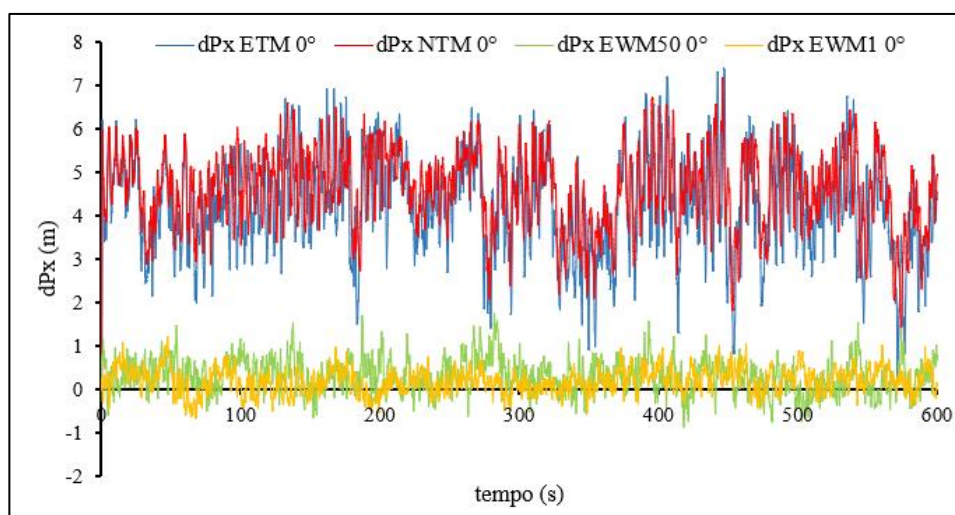
Ao compararmos o modo de produção de energia com o modo de indisponibilidade, verifica-se que os esforços e deslocamentos da estrutura são consideravelmente superiores para o modo de produção de energia, sendo verificados aumentos superiores a 100% em alguns casos, como por exemplo, a força de cisalhamento na base da torre variando de 983,4 kN (NTM) para 463,2 kN (EWM1), e o deslocamento na ponta da pá, variando de 8,02 m (ETM) para 1,13 m (EWM1). Embora os modelos de vento sejam mais críticos nos casos de indisponibilidade, com tempo de recorrência de 1 e 50 anos, o sistema de

comando da estrutura aciona o modo de segurança e o sistema *pitch* e freios cessam o movimento das pás, gerando menos esforços na estrutura, uma vez que o rotor está parado e não há geração de energia. Segundo SOUZA (2019), em condições normais de operação à velocidade nominal, a força cisalhante na base da torre é essencialmente dada pelo empuxo no rotor, entretanto, em condições de vento extremo, o empuxo é pequeno e a força cisalhante na base é comandada pela contribuição da força de vento na torre.

Através da Figura 49 observa-se que a estrutura é menos solicitada para o modo de indisponibilidade do que para o modo de produção de energia.



(a)



(b)

Figura 49 – Comparativo NTM, ETM, EWM1 e EWM50 ($V_r = 11,4$ m/s):
(a) força cisalhante na base na direção do vento e (b) deslocamento na ponta da pá.

Fonte: a Autora.

5.2.4.2

Influência da Inclinação do Eixo de Yaw para o Modo de Indisponibilidade

Conforme item 7.4.6 da IEC 61400-1, foi avaliado o comportamento da estrutura submetida a um desalinhamento no eixo de yaw de $\pm 20^\circ$ e $\pm 8^\circ$ para os perfis de vento EWM1 e EWM50, respectivamente. Nessa análise considerou-se os casos de carregamento CDC 6.1 e CDC 6.3, quando a turbina para de operar, em modo de indisponibilidade.

Tabela 16 – Desalinhamento do eixo de yaw: esforços e deslocamentos médios
(V1 = 30 m/s e V50 = 37,5 m/s)

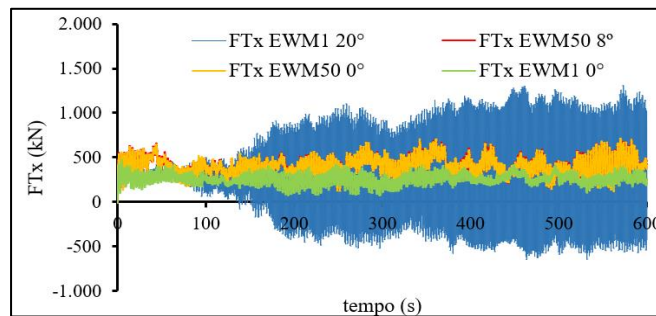
Valores Médios	EWM1		EWM50		%	
	<i>Yaw</i> = 0°	<i>Yaw</i> = 20°	<i>Yaw</i> = 0°	<i>Yaw</i> = 8°	EWM1	EWM50
FTx (kN)	253,1	270,85	397,6	402,3	7%	1,2%
FPx (kN)	-23,25	138	-37,47	73,04	693,5%	294,9%
MTy (kN.m)	11595	12615	19130	18870	8,8%	-1,4%
dTx (m)	0,05	0,05	0,08	0,08	0 %	0%
dPx (m)	0,16	2,0	0,28	1,934	1113,6%	595,4%

Tabela 17 – Desalinhamento do eixo de yaw: esforços e deslocamentos de pico
(V1 = 30 m/s e V50 = 37,5 m/s)

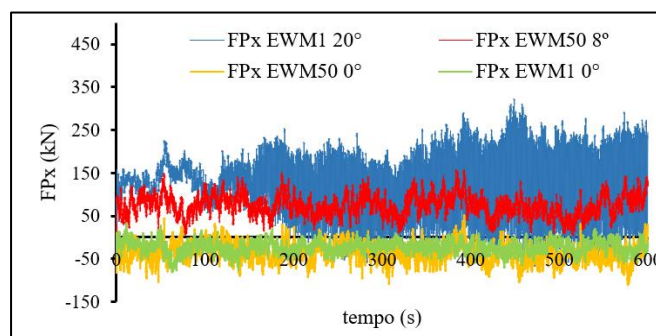
Valores de Pico	EWM1		EWM50		%	
	<i>Yaw</i> = 0°	<i>Yaw</i> = 20°	<i>Yaw</i> = 0°	<i>Yaw</i> = 8°	EWM1	EWM50
FTx (kN)	463,2	1876,8	743,2	739,1	305,2%	-0,6%
FPx (kN)	32,1	404,1	44,5	166,2	1157,4%	273,1%
MTy (kN.m)	26756,3	88148,1	42762,8	40931,8	229,4%	-4,3%
dTx (m)	0,13	0,29	0,21	0,20	119,7%	-6,6%
dPx (m)	1,13	5,49	1,58	3,54	385,4%	124,2%

Nos casos de carregamento CDC 6.1 (EWM50) e CDC 6.3 (EWM1), observa-se que a introdução do desalinhamento do eixo de yaw gera variações expressivas nos esforços e deslocamentos da estrutura. Foi verificado aumento nos esforços e deslocamentos em 83% dos casos, atingindo um diferencial percentual máximo de 1157,4% para a força na raiz da pá, em valores absolutos isso representa uma variação de 32,1 kN (*yaw* = 0°) para 404,1 kN (*yaw* = 20°). Significante aumento também ocorreu para o deslocamento na ponta da pá, o qual variou para o caso EWM1 de 1,13 m (*yaw* = 0°) para 5,49 m (*yaw* = 20°), e para o caso EWM50 de 1,58 m (*yaw* = 0°) para 3,54 m (*yaw* = 20°).

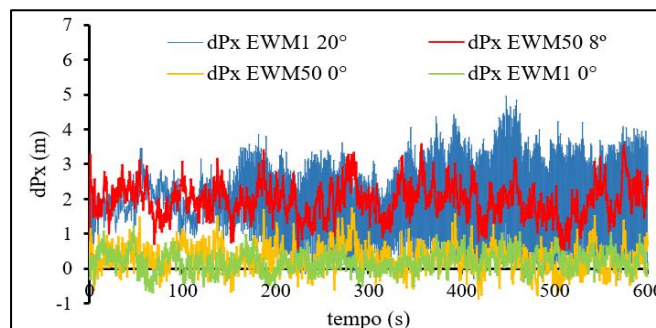
De modo geral, as variações observadas pela introdução do desalinhamento do eixo de yaw foram muito expressivas, seja para aumento ou para a redução de esforços e deslocamentos, conforme observa-se na Figura 50.



(a)



(b)



(c)

Figura 50 – Comparativo EWM1 e EWM50 ($V_r = 11,4$ m/s) com desalinhamento do eixo de yaw: (a) força cisalhante na base, (b) força na pá e (c) deslocamento na ponta da pá.

Fonte: a Autora.

Observa-se que quando não há um desalinhamento no eixo de yaw, a resposta estrutural da turbina quando submetida ao perfil de vento EWM1 é inferior ao do perfil EWM50. Por outro lado, quando é considerado o desalinhamento de 20° , a estrutura apresenta maiores forças e deslocamentos. Os gráficos da Figura 50 apresentam amplitudes expressivas para o caso EWM1 20° , justificando a alta diferença percentual verificada na força na raiz da pá e no deslocamento na ponta

da pá, os quais aumentaram 1334% e 1113,6%, respectivamente, quando comparados ao caso sem desalinhamento.

Esse fato também foi observado por Jonkman (2007, 2009), onde o autor conclui que há uma instabilidade lateral na torre da turbina eólica quando o rotor está parado, com desalinhamento do eixo de *yaw* de $\pm 20^\circ$ à $\pm 40^\circ$, e submetido à velocidade de vento superior a 25 m/s na altura do hub. Segundo o autor, a provável razão para a instabilidade na turbina terrestre deve-se ao fato de interações aeroelásticas causarem amortecimento negativo, no entanto, é apontada a necessidade de estudos que avaliem se a instabilidade trata-se de um ajuste computacional ou de um problema real. Caso seja real, Jonkman (2007) aponta duas possíveis soluções: (i) modificar a forma dos aerofólios das pás, e (ii) implementar um freio específico para frear o rotor em ventos extremos, mantendo a turbina fora dos ângulos de *yaw* críticos ($\pm 20^\circ$ à $\pm 40^\circ$). A Figura 51 ilustra a efetividade da segunda solução para a configuração de uma turbina eólica *onshore*, parada, com um desalinhamento do eixo de *yaw* de 30° e submetida à velocidade de vento de 50 m/s. Observa-se que a amplitude do deslocamento lateral do topo da torre é reduzida significativamente após o acionamento do freio em $t = 150$ s.

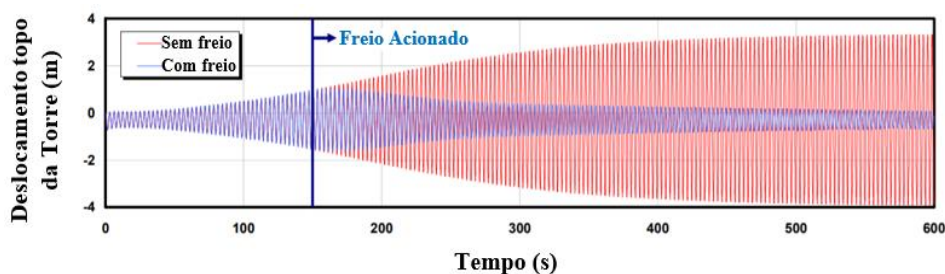


Figura 51 – Avaliação da instabilidade da torre: deslocamento transversal do topo da torre (*side-to-side*) com e sem a adoção de freio.

Fonte: adaptado de Jonkman, 2007.

Portanto, a recomendação da norma quanto a consideração do desalinhamento no eixo de *yaw* é significativamente importante, uma vez que resulta em variações relevantes no comportamento da estrutura.

5.2.5

Comportamento Dinâmico da Estrutura

O espectro de frequência da resposta da estrutura avaliada no FAST foi obtido em termos de aceleração no topo da torre, posto que nesta região é possível obter a aceleração na direção do vento – direção *fore-aft*. Para tal foi utilizada uma rotina no Matlab que possui como input a aceleração na direção do vento, extraída do FAST, e fornece como output a frequência e a amplitude da mesma. A rotina no Matlab tem como base a transformada rápida de Fourier – em inglês *fast Fourier transform* (FFT) – que converte um sinal do seu domínio original para uma representação no domínio da frequência e vice-versa.

A Figura 52 e a Figura 53 ilustram, respectivamente, o espectro de frequência da resposta da torre, em termos de aceleração no topo, para o modo de produção de energia e modo de indisponibilidade.

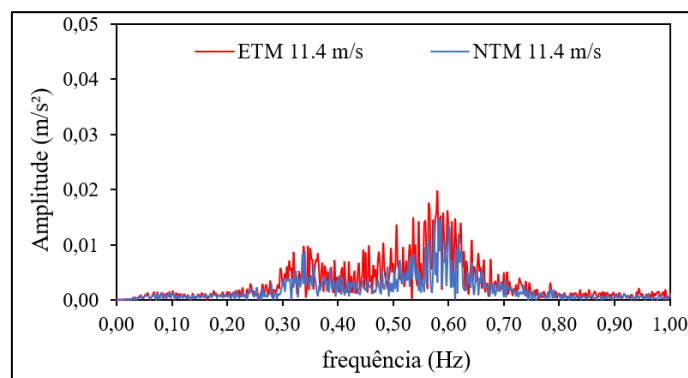


Figura 52 – Modo de produção de energia: espectro de frequência da resposta da torre em termos de aceleração no topo.

Fonte: a Autora.

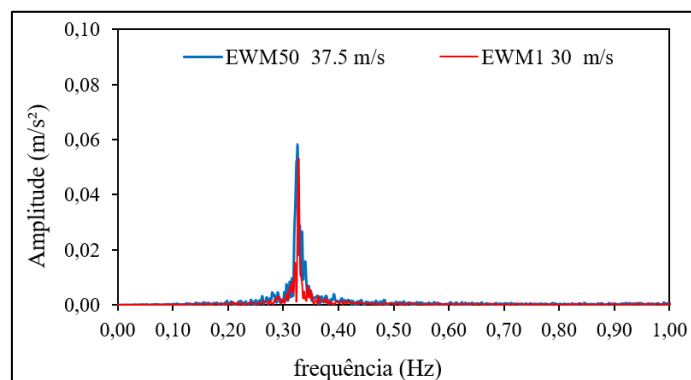


Figura 53 – Modo de indisponibilidade: espectro de frequência da resposta da torre em termos de aceleração no topo.

Fonte: a Autora.

Os resultados demonstram que os sinais de aceleração apresentam o pico de frequências predominantes igual a 0,34 Hz e 0,58 Hz para o modo de produção de energia, Figura 52, e 0,32 Hz para o modo de indisponibilidade, Figura 53.

Ao comparar esses valores com as frequências naturais da estrutura, apresentadas na Tabela 8, observa-se que os picos das frequências para o modo de produção de energia (0,34 Hz) e para o modo de indisponibilidade (0,32 Hz), estão muito próximos aos valores das duas primeiras frequências naturais da estrutura 0,315 Hz e 0,317 Hz, cujos modos de vibração se caracterizam, respectivamente, pela deflexão transversal da torre, *side-to-side*, e pela deflexão longitudinal na direção do vento, *fore-aft*. No modo de produção de energia, foi verificado ainda o pico de 0,58 Hz, o qual se aproxima da frequência natural de 0,6205 Hz que ocorre no terceiro modo de vibração da estrutura. Ressalta-se, portanto, que a turbina eólica 5MW NREL apresentou frequências da resposta da torre muito próximas às frequências naturais.

A determinação do intervalo de frequência de operação é de extrema importância, posto que os aerogeradores são dinamicamente sensíveis, uma vez que possuem frequência natural muito próxima das frequências de excitação impostas pelas cargas ambientais. Dessa forma, será comparada a resposta obtida pelo FAST com a frequência de rotação do rotor: (i) 1P, causada por desequilíbrios de massa e aerodinâmicos do rotor, e pela (ii) 3P, frequência igual a três vezes a frequência de rotação do rotor, causada pelas cargas na torre devido às vibrações causadas pelo efeito de sombra das pás, estas ao passar na frente da torre causam um efeito de sombra e produzem uma perda de carga de vento na torre. Conforme mencionado no item 4.1.3 – Intervalo de Frequência de Operação, o código DNV recomenda que a primeira frequência natural não esteja dentro de 10% das faixas 1P e 3P.

A Figura 54 ilustra o intervalo de frequência de operação 1P e 3P, incluindo a faixa de 10% recomendada pelo código DNV, bem como a primeira frequência natural verificada no SAP2000 (0,315 Hz), as frequências de resposta da estrutura em termos de aceleração no topo da torre para o modo de produção de energia (f_{MPE}) e indisponibilidade (f_{MI}) obtidas através do FAST.

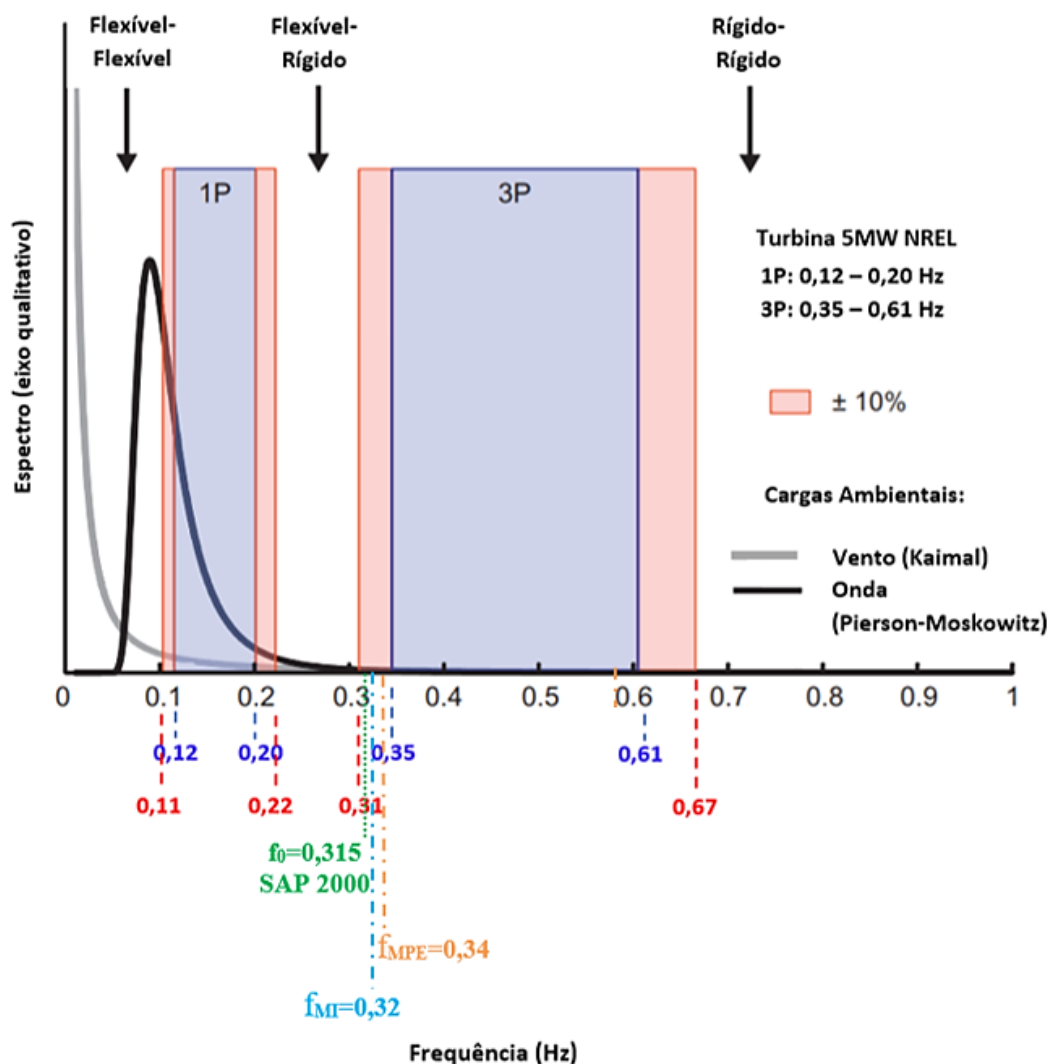


Figura 54 – Diagrama de frequência para a turbina eólica 5MW NREL: intervalo de frequência operacional, frequência natural (SAP2000) e frequências de resposta da torre em termos de aceleração no topo (FAST).

Fonte: adaptado de LOMBARDI et al., 2017.

Com relação a frequência natural do primeiro modo do sistema acoplado obtida pelo SAP2000, 0,315 Hz, observa-se que esta ultrapassa em 1,6% o limite de afastamento de 10% da frequência 3P (0,31 Hz), recomendado pelo código DNV. Verifica-se ainda que o projeto da turbina eólica 5 MW NREL é considerado um projeto flexível-rígido ($f_{1P, \text{máx}} < f_0 < f_{3P, \text{min}}$), uma vez que a primeira frequência natural está compreendida no intervalo de 0,20 Hz e 0,35 Hz.

6 Conclusão e Sugestões para Trabalhos Futuros

6.1

Conclusão

O presente estudo visou compreender o comportamento estrutural de um aerogerador submetido aos campos de velocidade de vento normal e extremo definidos conforme a IEC 61400- 1 - *Wind Turbines Design Requirements*. Para o sistema acoplado rotor-torre avaliaram-se a influência dos efeitos da perda na ponta das pás e no hub, bem como da inclinação da velocidade média do vento e do desalinhamento do eixo de *yaw*, sendo o comportamento estrutural analisado em função dos esforços resultantes na base da torre e na raiz da pá, bem como dos deslocamentos no topo da torre e na ponta da pá.

A Turbina Eólica de Base de 5 MW desenvolvida pelo Laboratório Nacional de Energia Renovável (NREL), possui eixo horizontal, três pás, sistema upwind e é considerada sobre plataforma *onshore*. A avaliação dinâmica-estrutural deste modelo de aerogerador, submetido ao carregamento de vento normal e extremo definidos pela IEC 61400-1, foi realizada através da simulação do sistema acoplado rotor-torre-fundação no código FAST, que é um simulador aero-hidro-servo-elástico. A análise modal do aerogerador foi realizada no software SAP2000 a fim de se obter as frequências naturais e avaliar a característica dos modos de vibração da estrutura. Ressalta-se que no presente estudo, foi realizada a tentativa de aplicar as cargas de vento, obtidas através do FAST, no modelo de elementos finitos elaborado no SAP2000. No entanto, tal tentativa não obteve êxito, posto que as respostas do SAP2000 não convergiam com a do FAST. Tal fato pode ser explicado por não ser considerado o efeito do amortecimento aerodinâmico no modelo do SAP2000. Dessa forma, optou-se por avaliar o comportamento dinâmico estrutural da turbina NREL somente através do FAST, uma vez que este programa considera os efeitos de acoplamento modal oriundos do movimento das pás e da torre em contato com o campo de vento turbulento.

A verificação da implementação do modelo elaborado no FAST deu-se através da comparação do gráfico de potência da turbina eólica NREL, a qual obteve

boa correlação com o valor apresentado por JONKMAN et al. (2009) e com SOUZA (2019). Na curva de potência obtida através do FAST, observa-se que para velocidades do vento acima da nominal (11,4 m/s), a turbina atinge sua potência máxima de 5 MW.

A validação do modelo elaborado no SAP2000 deu-se a partir da avaliação dos 11 primeiros modos de vibração da estrutura e suas respectivas frequências naturais, cujos valores convergiram para as frequências naturais apresentadas por JONKMAN et al. (2009), apresentando diferenças percentuais inferiores a 5% nos primeiros modos de vibração. Observou-se ainda que as frequências naturais dos primeiros modos de vibração são inferiores a 1Hz, sendo, portanto, a estrutura classificada como dinamicamente sensível, ou “flexível”, de acordo com a norma americana ASCE/SEI 7-05 (2006).

Com relação a influência das perdas no hub e nas pontas das pás, verificou-se que para a velocidade nominal, por exemplo, a diferença percentual entre a potência da turbina eólica com e sem a introdução das perdas é de 2%. Como esperado, as perdas causaram ligeira redução na potência, entretanto, estes valores não foram significativos. Com relação ao comportamento estrutural, a introdução das perdas nas pontas das pás e no hub, também não geraram alterações relevantes nos resultados, obtendo-se variações nos valores médios de 0,93% para a força na pá 1, FP_x , e 4,3% no deslocamento na ponta da pá, dP_x . Ressalta-se que a baixa influência da introdução das perdas no comportamento estrutural dos aerogeradores também é observada em outros estudos no campo eólico, por exemplo, cita-se o artigo de YU et al. (2018), o qual apresenta que na raiz e no meio da pá as forças praticamente não sofrem alteração devido a introdução das perdas, no entanto, na região da ponta da pá, nota-se que existe pequena alteração das forças, porém estas não são significativas.

No caso de Produção de Energia, onde o rotor está operando, buscou-se entender o comportamento da estrutura mediante as variações de velocidade do vento, para isso, foram consideradas as velocidades de referência da turbina, sendo: inicial $V_{in} = 3,0$ m/s, nominal $V_r = 11,4$ m/s, e de segurança $V_{out} = 25$ m/s. Os resultados demonstraram que a estrutura fica submetida a maiores esforços e deslocamentos principais (FT_x , MT_y , dT_x e dP_x) quando a velocidade nominal de vento está atuando, chegando a superar os valores da velocidade cut-in em aproximadamente 1044% (dT_x) e os valores da velocidade cut-out em até 1518%

(dPx). Com relação a reação vertical na base, FTz, observou-se que este valor não sofre variação significativa, inferior a 1%, sendo majoritariamente influenciado pelo peso próprio da estrutura e não pelas cargas aerodinâmicas às quais a turbina está submetida.

Estudou-se ainda o comportamento estrutural da turbina eólica quando submetida à inclinação de 8° do fluxo médio do vento em relação a um plano horizontal, conforme item 6.3 da IEC 61400-1, considerando-se o modo de produção de energia e o modo de indisponibilidade. Para os valores médios no modo de produção de energia, observou-se que a introdução da inclinação de 8° no perfil de vento gerou um aumento dos esforços e deslocamentos na estrutura, entretanto, tal aumento não foi significativo, atingindo um diferencial percentual máximo de 1,23% para o deslocamento na ponta da torre na direção do vento. No entanto, tal regularidade de resultados não foi verificada para os valores de pico no modo de produção de energia e nem para os valores médios e de pico no modo de indisponibilidade, onde 64% dos resultados (destacados em azul) apontaram para uma diminuição dos esforços e deslocamentos quando considerada a inclinação de 8°. Tal diminuição também não foi significativa, atingindo um diferencial percentual máximo de 11,67% para a força na pá 1 FPx, variando de 429,3 kN (VFlowAng = 0°) para 379,2 kN (VFlowAng = 8°).

Para o modo de produção de energia verificou-se que os valores médios dos esforços e deslocamentos principais obtidos para o perfil de vento ETM apresentaram-se inferiores aos valores verificados para o perfil de vento NTM. No entanto, quando se compara os valores de pico, verifica-se que estes são superiores. Tal fato é esperado, uma vez que os perfis de vento NTM e ETM são calculados com base no mesmo modelo de perfil normal de vento, NWM, sendo o desvio padrão de turbulência para o modelo ETM superior ao desvio do NTM, gerando maiores amplitudes.

Uma das mais relevantes informações verificadas neste estudo, foi o elevado deslocamento de pico registrado na ponta da pá na direção do vento, dPx, para o caso ETM com a consideração da inclinação de 8° no perfil de vento, cujo valor atingiu 8,02 m. Tal deslocamento deve ser considerado com cautela no dimensionamento estrutural de uma turbina eólica, de forma a mitigar a colisão frontal da ponta da pá contra a torre. A turbina NREL considera um precone de 2,5°

e a inclinação do shaft de 5° , propiciando uma distância de 13,223 m da ponta da pá ao eixo da torre. Dessa forma, portanto, é mitigada a colisão da pá com a torre.

Ao comparar-se o modo de produção de energia com o modo de indisponibilidade, verificou-se que os esforços e deslocamentos da estrutura são consideravelmente superiores para o modo de produção de energia, resultando em aumentos superiores a 100% em alguns casos, como por exemplo, a força de cisalhamento na base da torre variando de 983,4 kN (NTM) para 463,2 kN (EWM1), e o deslocamento na ponta da pá variando de 8,02 m (ETM) para 1,13 m (EWM1). Estas variações significativas, devem-se ao fato da turbina ser mais solicitada no modo de produção de energia, quando o rotor está girando, pois, na ocorrência dos modelos de vento mais críticos (EWM1 e EWM50), o sistema de comando da turbina aciona o modo de segurança, freando o rotor através do sistema *pitch*, diminuindo assim os esforços na estrutura, uma vez que o rotor está parado e não há geração de energia.

No modo de indisponibilidade, a introdução do desalinhamento do eixo de *yaw* gerou alterações relevantes no comportamento estrutural da turbina eólica. Foram verificados aumento nos esforços e deslocamentos em 83% dos casos, atingindo um diferencial percentual máximo de 1157,4% para a força na pá, FPx, e de 385,4% para o deslocamento na pá, dPx, quando considerado um desalinhamento do eixo de *yaw* de 20° . Tal fato pode ser explicado pela amplificação dos esforços e deslocamentos verificados para o perfil EWM1 com desalinhamento de *yaw* de 20° , cujos gráficos apresentaram amplitudes de vibração elevadas e crescentes, assemelhando-se às oscilações auto excitadas típicas de um sistema instável. Para este CDC, o espectro de frequência da resposta da torre em termos de aceleração no topo apresentou frequência predominante igual a 0,32 Hz, sendo este valor próximo à frequência natural do primeiro modo de flexão (torre *side-to-side*). Esse fato também foi observado por Jonkman (2007, 2009), onde o autor conclui que há uma instabilidade lateral na torre da turbina eólica instalada na plataforma terrestre, identificada quando o rotor está parado e com desalinhamento do ângulo de *yaw* de $\pm 20^\circ$ à $\pm 40^\circ$, sendo esta instabilidade verificada a partir de velocidades de 25 m/s na altura do hub e ficando mais severa para velocidades de vento superiores. Jonkman (2007, 2009) aponta que a provável razão para esta instabilidade na turbina terrestre deve-se ao fato da quantidade de amortecimento estrutural no primeiro modo de flexão, torre *side-to-side*, ser excedida pela

quantidade de energia que o rotor absorve quando submetido às condições em questão.

As frequências da estrutura predominantes são 0,34 Hz e 0,58 Hz para o modo de produção de energia e, para o modo de indisponibilidade, é de 0,32 Hz. Comparando-se esses valores com as frequências naturais da estrutura, observa-se que estes estão muito próximos aos valores das duas primeiras frequências naturais da estrutura 0,315 Hz e 0,317 Hz, cujos modos de vibração se caracterizam, respectivamente, pela deflexão transversal da torre, *side-to-side*, e pela deflexão longitudinal na direção do vento, *fore-aft*. Portanto, a turbina eólica 5MW NREL apresentou frequências de excitação muito próximas às frequências naturais.

A frequência natural do primeiro modo do sistema acoplado obtida pelo SAP2000, 0,315 Hz, ultrapassa ligeiramente o limite de afastamento de 10% da frequência 3P (0,31 Hz) recomendado pelo código DNV. Verifica-se ainda que o projeto da turbina eólica 5 MW NREL pode ser considerado um projeto flexível-rígido ($f_{1P, \text{máx}} < f_0 < f_{3P, \text{min}}$), uma vez que a primeira frequência natural está compreendida no intervalo de 0,20 Hz e 0,35 Hz.

6.2 Sugestões para Trabalhos Futuros

A partir das análises realizadas no presente estudo, é possível sugerir trabalhos futuros, a serem desenvolvidos no intuito de confirmar os resultados aqui obtidos e/ou elaborar novas análises para a turbina eólica 5MW NREL, tais como:

- Avaliar a resposta da estrutura através da aplicação direta da teoria da Quantidade de Movimento do Elemento de Pá (BEM) para cálculos de cargas aero elásticas;
- Avaliar a turbina eólica considerando a modelagem numérica e a dinâmica de fluidos computacional (CFD), promovendo melhor previsão das cargas aerodinâmicas atuantes e do comportamento estrutural do aerogerador;
- Considerar a avaliação de um aerogerador sobre plataforma offshore, casos já em implantação em diversos países do mundo.

7

Referências Bibliográficas

ALVES, P. **Projeto Aerodinâmico de Pás de Turbinas Eólicas**. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Federal Fluminense, 2015.

ANEEL. **Energia Eólica - Considerações**. 2006. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf>>. Acessado em: maio de 2020.

ARANY, L. et al. **Simplified Critical Mudline Bending Moment Spectra Of Offshore Wind Turbine Support Structures**. Wind Energy, Wiley Interscience, v. 18, n. 12, p. 2171–2197, 2015.

ASAREH, M. et al. **Fragility Analysis of A 5 MW NREL Wind Turbine Considering Aero-Elastic and Seismic Interaction using Finite Element Method**. Finite Elements in Analysis and Design, v. 120, p. 57–67, 2016.

ASCE/SEI 7-05. **Minimum Design Loads for Buildings and other Structures**. n. 7 98, p. 1–330, 2006.

BISPLINGHOFF, R. L.; ASHLEY, H.; HALFMAN, R. L. **Aeroelasticity**. 1 ed. New York: Addison-Wesley Publishing Co., 1955.

BLESSMANN, J. **O Vento na Engenharia Estrutural**. 1ª edição. Porto Alegre. Editora da Universidade, UFRGS, 1995.

BLESSMANN, J. **Introdução ao estudo das ações dinâmicas do vento**. 2.ed. Porto Alegre: Ed. Da UFRGS, 1998.

BURTON, T. et al. **Wind Energy Handbook**. England: John Wiley & Sons, 2001.

CNBM. **Wind Turbine Tower Types: 3 Main Types Comparison**. 2018. Disponível em: <<http://www.steelwindtower.com/wind-turbine-tower-comparison-pros-and-cons-explained/>>. Acessado em: maio de 2020.

CTZ. **Torre Eólica de Concreto**. Grupo Cortez Somando Energias, 2020. Disponível em: <<https://cortezengenharia.com.br/>>. Acessado em: junho de 2020.

DAVENPORT, A. G. **The response of slender structures to wind**. Kluwer Academic Publishers, 1995.

DO, M. et al. **Structural load mitigation control for wind turbines: A new**

performance measure. Wind Energy, Wiley Interscience, v. 23, n. 4, p. 1085–1098, 2020.

DOSE, B. et al. **Fluid-structure coupled computations of the NREL 5 MW wind turbine by means of CFD.** Renewable Energy, v. 129, p. 591–605, 2018.

DYWIDAG. **Energia Renovável no Brasil: Tendões Wire EX e Barras DYWIDAG para o novo Parque Eólico Aracati.** 2015. Disponível em: <<https://www.dywidag.com.br/projetos/>>. Acessado em: junho de 2020.

EAWE. **Long-Term research challenges in wind energy - a research agenda by the European Academy of Wind Energy.** Wind Energy, Wiley Interscience, p. 1–39, 2016.

FERNANDEZ, S. **How to Manipulate Windmills full power in a large Wind Farm.** Geo Engineer, p. 3–5, 2018.

FUNDAJ. **Nordeste Gera 85% da Energia Eólica do Brasil.** 2018. Disponível em: <<https://www.fundaj.gov.br/index.php/a-questao-energetica/>>. Acessado em: maio de 2020.

GWEC. **Global Wind Energy Outlook 2014.** Global Wind Energy Council, n. October, p. 1–60, 2014.

HOLMES, J. D. **Wind Loading of Structures.** Australia, 2013.

HOLMES, J. D. **Mong-wind response of lattice towers II. Aerodynamic damping and deflections.** Australia, 1995.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (IEC). **IEC 61400-1 Wind turbines – Part 1: Design requirements,** 2005.

JONKMAN, J.; BUHL, M. **FAST User's Guide.** NREL, 2005.

JONKMAN, J. **Dynamics Modeling and Loads Analysis of an Offshore Floating Wind Turbine.** NREL, 2007.

JONKMAN, J. **A Quantitative Comparison of Three Floating Wind Turbine.** Nowitech Deep Sea Offshore Wind Power Seminar. NREL, 2009.

JONKMAN, J. et al. **Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development.** NREL, 2009.

JONKMAAN, B.; BUHL, M. **TurbSim User's Guide.** NREL, 2012.

JONKMAN, J. M. **Overview of the ElastoDyn Structural-Dynamics Module.** NREL Wind Turbine Modeling Workshop, 2014.

JONKMAN, J. M. **TurbSim User's Guide v2.00.00.** National Renewable Energy Laboratory, 2016.

KIWI ENERGY. **Differences Between Onshore & Offshore Wind Energy**. 2019. Disponível em: < <https://kiwienergy.us/differences-between-onshore-offshore-wind-energy/>>. Acessado em: junho de 2020.

LAKEW, S. T. **Wind and Solar Resource Assessment and Feasibility Study of Large Scale Off-Grid Hybrid System for Remote Districts of Werder Zone – Ethiopia**. Dissertação de Mestrado. Arba Minch University, 2016.

LAYTON, J. **How Wind Power Works**. 2020. Disponível em: <<https://science.howstuffworks.com/environmental/green-science/>>. Acessado em: junho de 2020.

LIU, Y. **A Coupled CFD/Multibody Dynamics Analysis Tool for Offshore Wind Turbines with Aeroelastic Blades**. International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering. Noruega, 2017.

LOMBARDI, D. et al. **Physical Modeling of Offshore Wind Turbine Model for Prediction of Prototype Response**. Elsevier Inc., 2017.

LUHUR, M. R. et al. **A review of the state-of-the-art in aerodynamic performance of horizontal axis wind turbine**. Wind and Structures, Vol. 22, No. 1, 2016.

LYRNER, T. et al. **Tall towers for large wind turbines Tall towers for large wind turbines**. Report from Vindforsk project V-342. Suécia, 2010.

MAIA, A. **Uma Análise de Baixo Custo Computacional para Turbinas de Eixo Vertical Segundo o Modelo MSTM**. Trabalho de Conclusão de Curso. USP, 2018.

MERZ, K. **Linear Models for the Dynamic Analysis of Wind Turbines and Wind Power Plants**. EERA Deepwind, 2015.

MME/EPE. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029**. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME, p. 1–393, 2019.

MO, J. P. et al. **Wind Power and Aerodynamics Systems**. Demystifying Numerical Models, p. 33–60, 2019.

MORAIS, V. C. **Análise Dinâmica não determinística de Edifícios Mistos (Aço- Concreto) submetidos à Ação de Cargas de Vento**. Dissertação de Mestrado. UERJ, 2014.

ORTIZ, G. **Análise do Potencial Eólico pelo Software WASP Comparando Dados de Torre de Medição Local com Dados do Inmet na Cidade de Rio Grande, RS**. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade

Federal do Rio Grande do Sul, 2016.

PEREIRA, M. **Cálculo do Carregamento Aerodinâmico em Pá de Gerador Eólico Empregando o VLM (Vortex Lattice Method)**. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Tecnológica Federal do Pará, 2015.

PIRES, J. C.; OLIVEIRA, B. F. **Modelagem e simulação virtual de pá para rotor eólico de pequeno porte**. Design e Tecnologia, v. 1, n. 02, p. 69, 2010.

REIS, P. **Como Funciona um Aerogerador**. Portal Energia, p. 0–4, 2016.

RIOS, M. P. **Efeito de amortecedores no comportamento dinâmico de edifícios altos sob cargas de vento**. Dissertação de Mestrado. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio), p. 136, 2015.

ROCHA, A. **Avaliação Comparativa entre Torres para Aerogeradores de Aço Tubulares e de Concreto Pré-Moldado Protendido na Região da Serra do Mel, Rio Grande do Norte**. Trabalho de Conclusão de Curso. Universidade Federal Do Rio Grande Do Norte Centro, 2016.

RODRIGUES, J. **Análise de Problemas de Rolamentos do Gerador em Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal**. Dissertação de Mestrado. Universidade de Coimbra, 2016.

SALVADOR, P. **Influência do perfil vertical de velocidades no funcionamento de um aerogerador - Medições realizadas com LIDAR**. Dissertação de Mestrado. Universidade do Porto, 2012.

SCHREIBER, M.; BARIFOUSE, R. **Como o Nordeste virou principal polo da energia eólica no Brasil**. 2015. Disponível em: <<http://g1.globo.com/>>. Acessado em: maio de 2020.

SCHUBEL, P.; CROSSLEY, R. **Wind Turbine Blade Design**. Wind Turbine Technology, n. 2012, p. 1–34, 2012.

SERRET, J. et al. **Code comparison of a NREL-fast model of the levenmouth wind turbine with the GH bladed commissioning results**. International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering. Espanha, 2018.

SHIRZADEH, R., DEVRIENDT, C., BIDAKHVIDI, M. A. e GUILLAUME, P. **Aerodynamic damping of an offshore wind turbine in operational and parked conditions: A comparison between simulations and measurements**. 12th Americas Conference on Wind Engineering, USA, 2013.

SHOKRIEH, M. M.; RAFIEE, R. **Simulation of fatigue failure in a full**

composite wind turbine blade. Composite Structures, v. 74, n. 3, p. 332–342, 2006.

SMILDEN et al. **Wind Model for Simulation of Thrust Variations on a Wind Turbine.** Energy Procedia, v. 94, n. 1876, p. 306–318, 2016.

SOUZA, L. **Aspectos do Comportamento Aerodinâmico de Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal.** Dissertação de Mestrado. COPPE/ UFRJ, 2019.

TEMPEL, J. **Design of support structures for offshore wind turbines.** Tese de Doutorado. Technische Universiteit, 2006.

USINAGEM BRASIL. **MVC fornecerá peças de aerogeradores à Alstom.** 2012. Disponível em: <<http://www.usinagem-brasil.com.br/6505-mvc-fornecera-pecas-de-aerogeradores-a-alstom/>>. Acessado em: junho, 2020.

WALFORD, C. A. **Wind turbine reliability: understanding and minimizing wind turbine operation and maintenance costs.** Energy. March, p. SAND2006-1100, 2006.

WENZEL, G. **Projeto aerodinâmico de pás de turbinas eólicas de eixo horizontal.** Trabalho de Conclusão de Curso da Graduação. Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, 2007.

YU, Z. et al. **Study on actuator line modeling of two NREL 5-MW wind turbine wakes.** Applied Sciences Switzerland, v. 8, n. 3, 2018.

ZYL, W. S. **Concrete wind turbine towers in southern Africa.** Dissertação de Mestrado. University of Stellenbosch, 2014.