

MARCOS FLAVIO FERNANDES FIUZA

**Análise dos carregamentos atuantes sobre o cubo da turbina eólica WindPACT  
5.0-MW**

Monografia apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.

São Paulo  
2022

MARCOS FLAVIO FERNANDES FIUZA

**Análise dos carregamentos atuantes sobre o cubo da turbina eólica WindPACT  
5.0-MW**

Monografia apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.

Área de Concentração: Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética

Orientador: Prof. Dr. Demetrio Cornilius Zachariadis

São Paulo  
2022

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

#### Catalogação-na-publicação

Fluza, Marcos Flavio Fernandes  
Análise dos carregamentos atuantes sobre o cubo da turbina eólica  
WindPACT 5.0-MW / M. F. F. Fluza -- São Paulo, 2022.  
66 p.

Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.  
PECE – Programa de Educação Continuada em Engenharia.

1.Energia eólica 2.Carregamento nas estruturas 3.Dinâmica de máquinas  
I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. PECE – Programa de  
Educação Continuada em Engenharia II.t.

## RESUMO

Uma das etapas primordiais do projeto dos componentes de uma turbina eólica é o conhecimento dos carregamentos atuantes sobre ela nas diversas situações em que opera. Para isto, existem diversos modelos aeroelásticos que permitem simular seu comportamento nestas condições e, assim, prever estes esforços solicitantes. Uma das principais ferramentas disponíveis de forma livre é o software OpenFAST, empregado neste trabalho e cujos modelos são aqui sucintamente explorados.

Com base na série de normas IEC 61400, que estabelece diferentes situações padronizadas de projeto, numerosas simulações foram feitas e os resultados analisados. Como estudo de caso, foram avaliados os carregamentos atuantes sobre o cubo da turbina eólica de referência WindPACT 5.0-MW.

Como a massa deste componente é muito superior à massa encontrada em turbinas comerciais, foi feita uma análise de como sua redução de massa afeta os esforços em outros pontos importantes da turbina. É visto que a variação dos esforços atuantes sobre o cubo é desprezível, mas significativa em regiões como no rolamento de guinada (*yaw bearing*).

Na análise dos carregamentos, são apresentadas as cargas nas diferentes velocidades de vento na condição de produção, investigados seus valores característicos e, por fim, estimados os carregamentos de projeto e contemporâneos. Dentre as situações simuladas, foi visto que a tem maior impacto no projeto do cubo ocorre na situação de turbina ociosa (*idling*), com ventos com período de retorno de 50 anos.

Além da avaliação das cargas para projeto do cubo, o procedimento adotado também pode ser utilizado para outros componentes e para avaliação da integridade estrutural da turbina para instalação em locais específicos.

Palavras-chave: Carregamentos solicitantes. Turbina eólica de eixo horizontal. WindPACT. OpenFAST.

## ABSTRACT

One of the most important steps in the design of wind turbine components is the knowledge of the loads acting on them in its broad operational situations. For this purpose, there are several aeroelastic models that allow simulating its behavior under these conditions and thus estimate the loads. One of the main tools freely available is the OpenFAST software, used in this work and which models are briefly explored.

Based on the series of IEC 61400 standards, which establish different standardized design situations, numerous simulations were performed, and the results analyzed. As a case study, the loads acting on the hub of the WindPACT 5.0-MW reference wind turbine were evaluated.

As the mass of this component is much higher than the mass found in commercial wind turbines, an analysis was made of how its mass reduction affects the loads at other relevant locations of the machine. The variation of the loads acting on the hub is negligible, but significant in regions such as the yaw bearing.

In the loads analysis, (i) the loads at different wind speeds in power production condition are presented, (ii) the characteristic values are investigated and, finally, (iii) the design loads and the contemporaneous loads are estimated. Among the simulated situations, it was seen that the one with the greatest impact on hub design occurs in the idling condition, with winds in a return period of 50 years.

In addition to evaluating the loads for the hub design, the procedure adopted here can also be used for other components and for evaluating the structural integrity of the turbine for installation in site-specific conditions.

Keywords: Loads. Horizontal axis wind turbine. WindPACT. OpenFAST.

## LISTA DE SÍMBOLOS

$a$	Fator de indução axial
$a'$	Fator de indução tangencial
$a_{skew}$	Fator de indução axial com esteira inclinada
$B$	Número de pás
$c$	Comprimento da corda do aerofólio
$C_d$	Coeficiente de arrasto
$C_l$	Coeficiente de sustentação
$C_T$	Coeficiente de empuxo
$F$	Fator de correção para perdas de ponta de pá e no cubo
$F_k$	Valor característico para carregamentos
$GS$	Ganho escalonado
$I_{ref}$	Intensidade de turbulência de referência
$Q$	Torque produzido pelo elemento de pá
$R$	Raio do rotor
$R_k$	Valor característico para resistência
$r$	Raio descrito pelo movimento rotativo do elemento de pá
$T$	Força axial produzido pelo elemento de pá
$U_\infty$	Velocidade do fluido no ambiente
$v_D$	Velocidade do fluido no rotor
$v_{e-ip}$	Velocidade do elemento de pá no plano
$v_{e-op}$	Velocidade do elemento de pá fora do plano
$V_{ave}$	Velocidade média anual do vento na altura de cubo
$V_{ref}$	Velocidade de vento de referência
$V_{Total}$	Velocidade resultante no elemento de pá
$\alpha$	Ângulo de ataque local
$\gamma_f$	Fator de segurança parcial para carregamentos
$\gamma_M$	Fator de segurança parcial para resistência
$\gamma_n$	Fator de segurança parcial para consequência de falha
$\theta$	Ângulo de <i>pitch</i>

$\phi$	Ângulo do fluxo local
$\lambda_r$	Razão de ponta de pá local
$\rho$	Densidade do fluido
$\chi$	Ângulo de esteira do rotor
$\psi$	Ângulo de azimute
$\omega_{PA}$	Frequência natural do atuador
$\xi$	Taxa de amortecimento
$\Omega$	Velocidade angular do rotor

# SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO .....	9
1.1. Turbina WindPACT 5.0-MW .....	16
2. OPENFAST: MODELO DINÂMICO COMPUTACIONAL .....	20
2.1. Aerodyn.....	21
2.1.1. Modelo BEMT .....	21
2.2. Elastodyn.....	28
2.3. Servodyn .....	30
2.4. Considerações para simulação .....	32
3. ESFORÇOS MECÂNICOS.....	34
4. RESULTADOS .....	37
4.1. Sensibilidade dos esforços à variação de massa do cubo .....	39
4.2. Carregamentos na situação de produção.....	42
4.3. Valores característicos dos carregamentos.....	46
4.4. Carregamentos de projeto.....	49
5. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	52
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	54
APÊNDICE A – DESIGN LOAD CASES (DLC) SIMULADOS .....	56
ANEXO A – PROPRIEDADES DISTRIBUÍDAS DAS PÁS E TORRE DA TURBINA DE REFERÊNCIA WINDPACT 5.0-MW .....	63
ANEXO B – DESIGN LOAD CASES (DLC) .....	65

## 1. INTRODUÇÃO

Em um cenário de descarbonização da matriz energética e eletrificação da frota de veículos, além de outros fatores como a independência geopolítica atrelada aos preços de combustíveis fósseis, a geração de energia elétrica por meio da cinética do vento tem ganhado cada vez mais destaque como alternativa renovável. O Brasil, país que apresenta grande potencial de uso desta fonte, atingiu recentemente a marca de 20GW de capacidade instalada em parques eólicos, representando cerca de 11% da matriz elétrica brasileira (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, 2021). Este número vem crescendo atualmente e estimativas do Plano Nacional de Energia 2050 preveem que esta capacidade total pode chegar a patamares de 110 a 195GW, ou valores ainda acima destes em um cenário mais desafiador, como expansão da matriz elétrica 100% renovável e frota de veículos leves 100% elétrica, inclusive, com potencial de instalações offshore (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2021).

Com estas premissas, percebe-se a importância da energia de fonte eólica para o desenvolvimento do país e a relevância de se estudar este tema. Este trabalho, por sua vez, irá tratar do comportamento mecânico da turbina eólica, avaliando os principais carregamentos de projeto.

Assim como há expansão da quantidade de instalações, as máquinas utilizadas também têm crescido em capacidade de potência. Esta tendência é alcançada com o uso de aerogeradores mais eficientes e com o aumento da área varrida do rotor, o que aumenta também os esforços mecânicos sobre seus componentes. Em compensação, há uma redução no custo da energia gerada e aumento do impacto ambiental prevenido com a utilização destas máquinas, como observa Caduff *et al.* (2012).

Além das características da turbina, outro fator que é imperativo na descrição das cargas é o regime de ventos para os quais ela foi desenvolvida. Para padronizar estes regimes, classes de ventos foram estabelecidas baseando-se em valores estatísticos que caracterizam uma determinada distribuição de ventos. A série de normas IEC 61400, referência adotada neste trabalho, estabelece três classes principais de vento (Classes I, II, III), que tem por base a velocidade média anual e o valor máximo de referência do vento, e quatro categorias de intensidade de turbulência que variam de muito alta a baixa (A+, A, B, C, respectivamente).

Em especial, a IEC 61400 parte 1 estabelece casos de carregamento de projeto (*Design Load Case* - DLC) que a turbina deve suportar para sua certificação, os quais dependem da categoria de vento supracitada. Dois tipos de análise devem ser considerados: carregamentos máximos, que se referem à resistência do material, deflexões na ponta de pá e estabilidade estrutural, e carregamentos de fadiga, que estão associados à resistência à fadiga.

Estas análises devem ser feitas por meio de métodos que demonstrem a integridade estrutural da máquina. Uma etapa inicial é a avaliação dos carregamentos atuantes, para isto, podem ser utilizados modelos aeroelásticos que posteriormente devem ser validados por meio de medições. Diversas ferramentas de simulação são encontradas para modelagem de turbinas eólicas de eixo horizontal como: OpenFAST, Bladed, WAsP Engineering, HAWC2 dentre outros códigos, muitos dos quais foram descontinuados. Neste trabalho será utilizado o OpenFAST, ferramenta de código aberto originalmente desenvolvida pelo *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*.

Além do projeto da turbina e correto dimensionamento mecânico de seus componentes, como definido por normas, a análise de carregamentos é de especial interesse na avaliação de cargas mecânicas para instalações em locais específicos (*mechanical load assessment - MLA*). Sobretudo, em localidades em que o regime de vento discorda das distribuições de vento genéricas previstas nas diferentes classes da norma (distribuição Rayleigh).

Esta avaliação de instalações particulares está prevista nesta norma, com uma série de critérios que devem ser analisados para assegurar conformidade, como a simulação do comportamento dinâmico nas novas condições. Em alguns casos, esta avaliação permite o uso de turbinas de classe de ventos inferior em locais com uma velocidade média anual maior, gerando, assim, economia no investimento. Desta forma, conhecendo com melhor precisão o comportamento dos ventos do local e os esforços atuantes nas diferentes partes da turbina, maior a possibilidade de ganhos e melhoria do projeto estrutural de seus componentes.

Turbinas eólicas de referência (*reference wind turbine* - RWT) possuem dados disponíveis publicamente, diferentemente de turbinas comerciais, que muitas vezes podem conter informações sensíveis de propriedade intelectual. Neste contexto, o trabalho em questão propõe como estudo de caso a análise dos carregamentos atuantes sobre o cubo da turbina

eólica WindPACT 5.0-MW, modelo amplamente utilizado no meio acadêmico. De acordo com Malcolm e Hansen (2006), o rotor utilizado por esta turbina é indicado para ventos Classe IIA.

Dentre os diversos componentes de interesse, neste primeiro momento foi selecionado o cubo por ser um dos componentes da turbina eólica mais constantemente estressados, ser parte fundamental para a integridade do rotor e ser o componente que entrega toda a potência mecânica capturada pelo rotor ao restante do sistema. O conhecimento destes carregamentos permite, ainda, estimar a carga atuante nos componentes subsequentes da turbina.

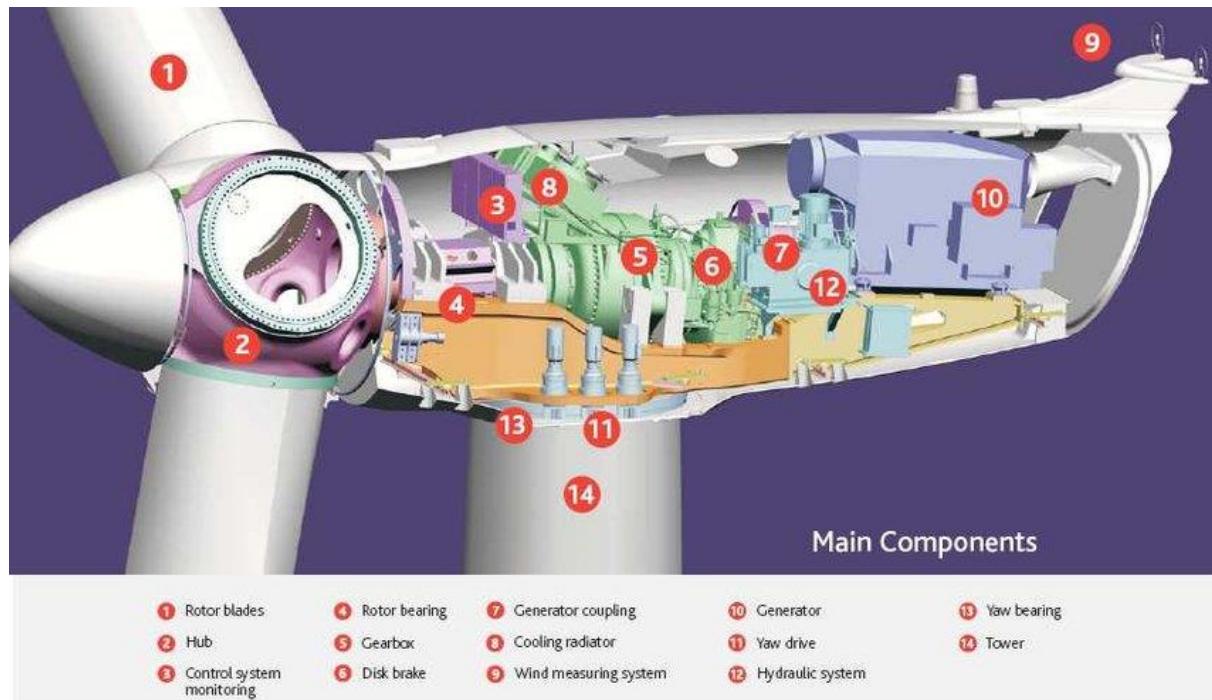
Com esta análise, por meio de estatística descritiva dos resultados, espera-se a obtenção dos valores máximos de carregamentos com base nos diferentes DLCs, os quais podem ser utilizados para o posterior projeto do cubo.

Nas seções seguintes, estes tópicos serão aprofundados, com: a apresentação do cubo e da máquina analisada; a descrição do modelo aeroelástico e considerações adotadas; o estudo dos critérios de carregamentos da norma IEC 61400-1; e por fim, serão apresentados os resultados obtidos, seguidos das considerações finais deste estudo.

## ESTUDO DE CASO: CUBO DO ROTOR

O componente do aerogerador tratado neste estudo é o chamado cubo, ou *hub*, elemento que interliga as pás eólicas ao eixo principal de baixa rotação, como representado na Figura 1, e, junto às pás, compõe o rotor da turbina, o qual é o responsável por capturar a energia cinética do vento disponível.

Figura 1 – Principais componentes da turbina eólica modelo Acciona AW-x/3000



Fonte: Acciona Windpower (2010)<sup>1</sup>.

Um dos potenciais em se estudar o cubo das turbinas é apontado por Valpy e English (2014), em seu estudo são estimados os impactos que avanços tecnológicos de diferentes partes da turbina podem apresentar sobre o LCOE. No tocante ao projeto do cubo, seus materiais e outros componentes associados como o sistema de *pitch*, grande causador de paradas indesejáveis, os ganhos potenciais apresentados no relatório podem atingir até 3,5% do LCOE.

É notória a tendência de aumento de capacidade de potência das turbinas projetadas e

<sup>1</sup> Acciona Windpower. **Wind Power Plants and Grid Integration Experience**, 2010. Disponível em: <https://slideplayer.com/slide/4707141/>

instaladas nos últimos anos. O aprendizado tecnológico adquirido com a operação de turbinas eólicas, aliado às inovações e à redução dos custos da energia gerada são alguns dos fatores que contribuem para este crescimento. Caduff *et al.* (2012) é enfático ao afirmar que quanto maior a turbina, mais “verde” é sua produção de eletricidade, uma vez que é crescente o impacto ambiental prevenido estimado pela produção acumulada de energia gerada por estas máquinas. Sieros *et al.* (2012) avalia as leis de escala para turbinas de até 20 MW e indica que um crescimento ainda maior de forma economicamente atrativa depende da ruptura de barreiras tecnológicas. O trabalho mostra que o fator limitante para o aumento de tamanho é a flambagem dos elementos esbeltos. Quanto ao cubo do rotor, dentre os carregamentos, é visto que os momentos podem ter expoente superior ao da lei cúbica ( $s^3$ ) sobre o fator de escala ( $s$ ) e as forças se aproximam de  $s^2$ . Estas relações podem introduzir mudanças conceituais sobre o cubo e, neste sentido, este estudo focado em uma turbina de 5 MW permitiria também sua replicabilidade para turbinas de maior porte.

De forma prática, a Figura 2 mostra a diferença de tamanho entre as turbinas N163/6.X (6MW) e N27/250 (250kW) disponibilizadas pelo fabricante Nordex. Nota-se as diferentes proporções geométricas entre os modelos. Apesar de ter uma área varrida do rotor aproximadamente 36 vezes maior, o modelo N163/6.X tem uma massa no topo da torre de 290 toneladas, cerca de 18 vezes a mais que a massa da menor turbina (16 toneladas).

Figura 2 - Nacelle e cubo das turbinas N163/6.X (maior) e N27/250 (menor)



Fonte: Nordex (2022)<sup>2</sup>.

<sup>2</sup> Nordex Group. Size Matters – N163 vs N27, 2022. Disponível em: <https://www.linkedin.com/feed/update/urn:li:activity:6910489928623644672/>

A Figura 3 apresenta uma coletânea de topologias diferentes encontradas no projeto de cubos. Nota-se a existência de modelos com elementos que aumentam a rigidez em determinadas regiões, de modelos mais compactos e de variação na relação entre o diâmetro da raiz da pá e sua distância ao centro do cubo.

Figura 3 - Conjunto de cubos de diferentes topologias utilizados em rotores de três pás

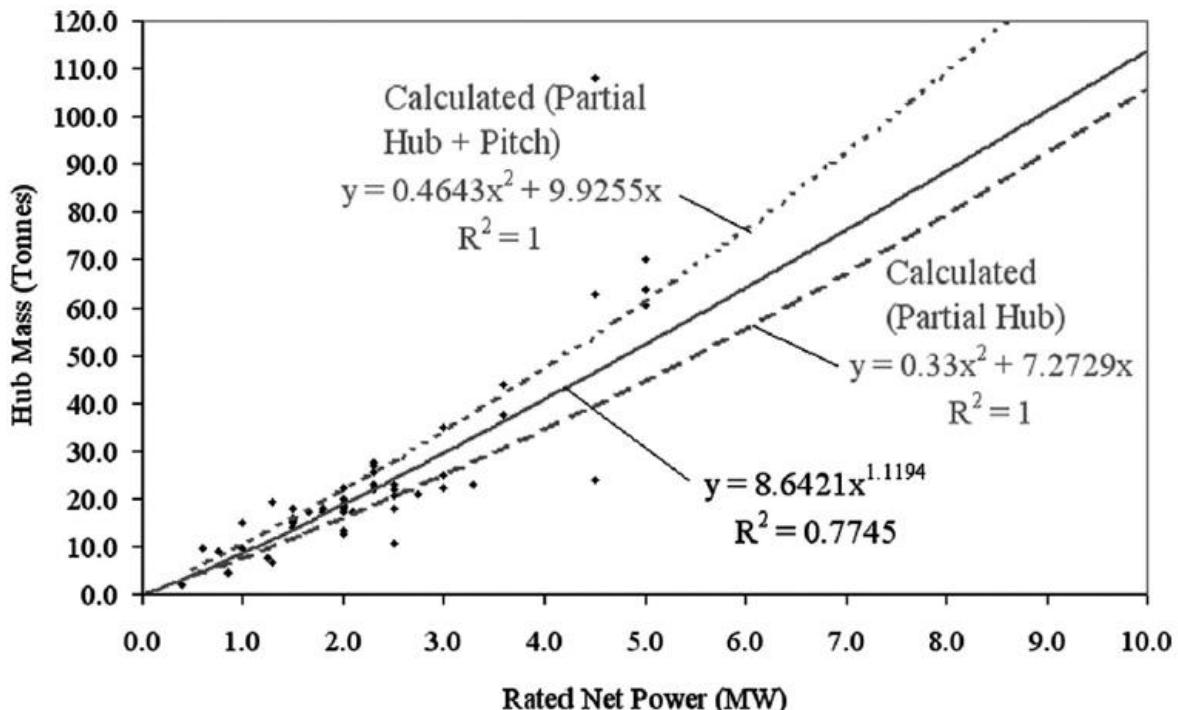


Fonte: Compilação do autor.

Um estudo desenvolvido por Willey e Tong (2010) considerou dados de mais de 150 turbinas diferentes, correlacionando a capacidade nominal com suas propriedades de massa e custo.

Os resultados foram extrapolados para máquinas de até 10 MW considerando alguns de seus diferentes componentes e indicam as tendências e metas dos novos projetos de turbinas de grande porte. A Figura 4, mostra o efeito da capacidade e as curvas de regressão obtidas para a massa do cubo.

Figura 4 - Massa do cubo - regressão e tendências calculadas com avanços tecnológicos



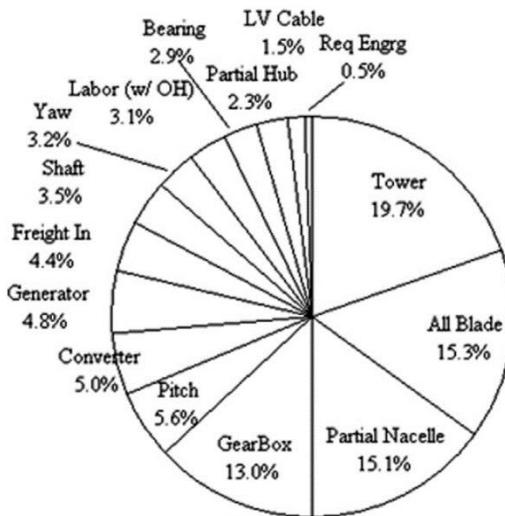
Fonte: Willey e Tong (2010).

Na figura, a curva sólida indica uma massa total média das turbinas analisadas, e para uma turbina de 5 MW, a massa estimada é de 52,4 toneladas. No entanto, a meta projetada para os novos desenvolvimentos baseada em um estudo industrial daquele ano, 2010, é de cerca de 44,6 toneladas (linha tracejada). A massa de cubo considerada no projeto WindPACT, desenvolvido no início do milênio, quando ainda não existiam dados suficientes de turbinas com potências de 5 MW, é muito superior a esta estimativa (125,97 toneladas). Segundo Gutiérrez (2013), cubos com cerca de 50 toneladas são encontrados em turbinas Siemens de 6 MW.

Willey e Tong (2010) apresentam também a composição de custos estimados de uma turbina eólica, reproduzida no gráfico da Figura 5 com a contribuição dos principais componentes no custo final. Apesar de o cubo contribuir com apenas cerca de 2,3% do custo

da máquina, sua redução de massa pode ter impacto também na redução dos custos da torre e da nacelle, que apresentam 19,7% e 15,1% do custo total, respectivamente.

Figura 5 - Distribuição de custos de turbinas eólicas onshore



Fonte: Willey e Tong (2010).

O exposto apresenta algumas das potencialidades em se analisar este componente fundamental no desempenho das turbinas eólicas.

### 1.1. Turbina WindPACT 5.0-MW

A turbina de referência modelo WindPACT 5.0-MW é originária do projeto *Wind Partnership for Advanced Component Technology*, cujos principais objetivos foram verificar o impacto de escala do equipamento sobre os carregamentos e seu custo e as barreiras para o desenvolvimento de turbinas de maior porte. Além desta, o projeto desenvolveu outros três modelos com potências de 750kW, 1,5MW e 3MW, todas disponibilizadas no formato *open-source* e disponíveis para a comunidade acadêmica. Como se trata de um modelo de referência e não derivado de dados reais, seus resultados devem ser utilizados com cautela. A turbina em questão possui três pás, orientação a montante (*upwind*), gerador com velocidade variável e controle coletivo de *pitch* das pás. Os parâmetros gerais da turbina estão representados na Tabela 1, obtidos de Rinker e Dykes (2018).

Tabela 1 - Propriedades da turbina eólica de referência WindPACT 5.0-MW

Parâmetros operacionais	
Potência elétrica nominal [MW]	5
Velocidade de ponta de pá [m/s]	75
Velocidade do gerador ( $\Omega_{gen,rated}$ ) [rpm]	1800
Velocidade de <i>cut-in</i> [m/s]	3
Velocidade de <i>cut-out</i> [m/s]	25
Eficiência elétrica do gerador	95%
Velocidade nominal do rotor [rpm]	11,191
Relação de transmissão da caixa de engrenagens	160,850:1
Propriedades geométricas	
Inclinação do eixo [°]	5
Ângulo de cone [°]	0
Diâmetro do rotor [m]	128
Diâmetro do cubo [m]	6,40
Altura do cubo [m]	154
<i>Overhang</i> [m]	6
Distância entre o topo da torre à altura de cubo [m]	2,93
Diâmetro externo na base da torre [m]	10,17
Espessura na base da torre [mm]	35,70
Diâmetro externo no topo da torre [m]	4,41
Espessura no topo da torre [mm]	16
Propriedades inerciais	
Massa do cubo [kg]	125970
Massa do rotor [kg]	209407
Massa da nacelle [kg]	270669
Massa da torre [kg]	775094
Inércia do gerador em torno do eixo HSS [kg.m <sup>2</sup> ]	438855
Inércia do cubo em torno do LSS [kg.m <sup>2</sup> ]	668485
Inércia da nacelle em torno do eixo de <i>yaw</i> [kg.m <sup>2</sup> ]	739596

Localização do centro de massa da nacelle em relação ao topo da torre [m]	(-0,326, 0, 2,343)
Localização do centro de massa da torre acima da superfície terrestre [m]	56,95
Propriedades de rigidez	
Constante de mola equivalente do <i>drivetrain</i> [N.m/rad]	2,3E9
Constante de amortecimento equivalente do <i>drivetrain</i> [N.m/rad.s]	1,49E7
Amortecimento estrutural da torre	3,44%
Propriedades do sistema de controle	
Ganho integral ( $K_I$ )	2,22
Ganho derivativo ( $K_D$ )	0,08
Ganho proporcional ( $K_P$ )	5,14
Constante de tempo ( $\tau$ )	0,02
Ganho <i>anti-windup</i> ( $K_{AW}$ ) [rpm/degree]	0,30
Ângulo de <i>pitch</i> mínimo ( $\theta_{\min}$ ) [°]	2,6
Ângulo de <i>pitch</i> máximo ( $\theta_{\max}$ ) [°]	90
Constante de escalonamento de ganhos ( $\theta_1$ ) [°]	2,6
Constante de escalonamento de ganhos ( $\theta_2$ ) [°]	30
Constante de escalonamento de ganhos (a)	0,213
Constante de escalonamento de ganhos (p)	-0,5
Constante de torque no gerador na Região 2 ( $\alpha$ ) [N.m/rpm <sup>2</sup> ]	0,008617
Torque nominal do gerador ( $\tau_{gen, rated}$ ) [N.n]	27921,9
Frequência natural do atuador de <i>pitch</i> ( $\omega_{PA}$ ) [rad/s]	4,69

Fonte: Rinker e Dykes (2018).

As propriedades distribuídas das pás e torre são apresentadas no Anexo A.

Como relatado por Malcolm e Hansen (2006), o cubo do projeto foi considerado como sendo uma esfera uniforme com diâmetros e espessura de parede prescritos. Esta abordagem foi utilizada, de forma que a diminuição de massa das aberturas de pás e eixo fossem

compensadas por massas de reforço no entorno destas regiões. Isto foi feito para a turbina de 750 kW e a massa resultante foi multiplicada por um fator de escada para se igualar a massa de cubos de turbinas comerciais dessa capacidade de potência. Em seguida, a massa do cubo foi escalada para o diâmetro correspondente à turbina com potência de 5MW, gerando 125,97 toneladas.

## 2. OPENFAST: MODELO DINÂMICO COMPUTACIONAL

Diversos códigos para modelagem do comportamento dinâmico de turbinas eólicas, de iniciativas acadêmicas e industriais, foram desenvolvidos nos últimos anos. Alguns destes programas são enumerados por Ahlström (2005): ADAMS/WT, Alcyone, BLADED, DUWECS, FAST, FLEX5, FLEXLAST, GAST, HAWC, PHATAS-IV, TWISTER, VIDYN e YawDyn. Os diferentes métodos dinâmicos estruturais encontrados nestes códigos podem ser classificados em três tipos de abordagem: múltiplos corpos rígidos (MBS), métodos de elementos finitos e o método dos modos assumidos.

Neste trabalho é utilizado o software de código aberto OpenFAST, que é baseado na versão 8 do programa FAST (*Fatigue, Aerodynamics, Structures, and Turbulence*) desenvolvido pelo NREL e cuja finalidade é simular a resposta dinâmica acoplada de turbinas eólicas de eixo horizontal.

No OpenFAST diversos modelos numéricos como modelos aerodinâmicos, modelos hidrodinâmicos para estruturas offshore, modelos dinâmicos de sistemas elétricos e de controle e modelos dinâmicos estruturais são unidos de forma a permitir a simulação aero-hidro-servo-elástica acoplada no domínio do tempo. Este acoplamento entre modelos é feito por meio de uma interface modular, no chamado *glue-code*, com ele, as informações entre módulos são trocadas em intervalos de tempo pré-definidos de forma a manter suas entradas, saídas, estados e parâmetros independentes. Embora esta abordagem exista desde a primeira versão do programa, ela foi remodelada na versão 8 com a nova estrutura de modularização do FAST (*FAST modularization framework*). O acoplamento entre módulos é realizado de forma fraca, com cada módulo possuindo seu próprio integrador. Um corretor preditivo (PC – *predictor-corrector*) é utilizado no software para melhoria da estabilidade na integração do sistema multifísico particionado, como indicado por Gasmi *et al.* (2013).

Uma revisão de cada módulo utilizado do programa é feita em seguida. As informações utilizadas são retiradas dos manuais de utilização do programa, quando não especificado.

## 2.1. Aerodyn

O módulo responsável pelo cálculo do carregamento aerodinâmico é chamado Aerodyn. Este módulo é composto por quatro diferentes submodelos que permitem avaliar: (1) efeito da esteira/indução do rotor, (2) carregamento aerodinâmico dos aerofólios das pás, (3) influência da torre sobre o fluido nos nós das pás e (4) arrasto da torre.

As forças de sustentação aerodinâmica, de arrasto e os momentos de arfagem dos aerofólios são calculados em segmentos pré-definidos e integrados ao longo do comprimento total para obtenção do carregamento em cada pá, com isto, tem-se o torque e empuxo resultantes do rotor. Estes valores são obtidos interpolando-se os coeficientes aerodinâmicos tabelados dos aerofólios em diferentes ângulos de ataque e que são, então, relacionados com a posição, orientação e velocidade dos nós dos elementos discretizados das pás e da velocidade do fluido no local.

Para o cálculo da velocidade resultante do fluido, um dos efeitos mais importantes a serem considerados é a formação da esteira aerodinâmica. O modelo corrente utilizado no módulo Aerodyn para o cálculo do efeito de esteira se baseia na teoria do momento do elemento de pá (BEMT). Além deste, outros modelos estão em implementação, como a teoria da esteira dinâmica generalizada (GDW) e teoria do momento do elemento de pá dinâmico (DBEMT). Neste trabalho é utilizado o primeiro modelo, com correções como efeitos aerodinâmicos de perdas na ponta, perdas no cubo e esteira inclinada, também implementados no módulo. Rotinas de estol aerodinâmico são executadas de forma desacoplada após este cálculo.

### 2.1.1. Modelo BEMT

De acordo com Moriarty e Hansen, o modelo BEMT tem origem em duas teorias diferentes: teoria do elemento de pá e teoria do momento. A teoria do elemento de pá assume que a pá pode ser dividida em elementos pequenos que atuam independentemente dos elementos de sua vizinhança e operam aerodinamicamente como aerofólios bidimensionais cujas forças aerodinâmicas podem ser calculadas baseadas nas condições do fluxo local. A integração destas forças e momentos ao longo da pá fornece a força e seu momento total. A segunda parte, a teoria do momento, assume que a perda de pressão no plano do rotor é

causada pelo trabalho feito pelo ar ao passar pelas pás da turbina. Esta perda de momento do fluido introduz velocidades induzidas, que podem ser calculadas nas direções tangencial e axial.

Estas velocidades induzidas afetam a entrada do fluxo no plano do rotor e as forças calculadas pela teoria do elemento de pá. Esta junção das duas teorias permite determinar as forças e velocidades induzidas no rotor de forma iterativa.

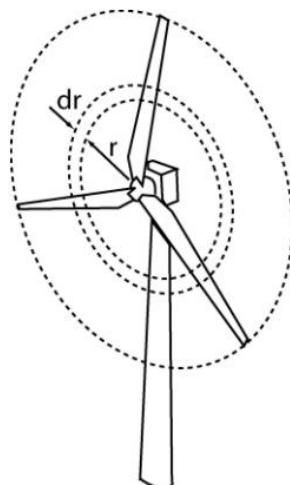
Da teoria do momento, um primeiro modelo teórico desenvolvido, chamado disco atuador de Rankine-Froude, consiste na aplicação da equação de Bernoulli e conservação de massa na direção axial do plano do rotor, com isso se obtém a velocidade de entrada do fluido neste plano e as forças (e potência) atuantes no rotor. Tem-se que esta velocidade é dada por:

$$v_D = U_\infty(1 - a) \quad (1)$$

Onde  $v_D$  é a velocidade do fluido no rotor,  $U_\infty$  é a velocidade do fluido no ambiente, e  $a$  o fator de indução axial. O chamado limite de Betz, que determina a máxima potência teórica capaz de ser extraída do fluido pelo rotor, cujo valor máximo é 59% da potência do fluido no ambiente, é derivado deste modelo.

Por sua vez, o modelo BEMT considera também, além do momento linear, o efeito do momento angular do rotor. Pela conservação do momento angular, a esteira também apresentará momento angular devido à rotação do rotor. Agora, um fator de indução tangencial  $a'$  também será considerado.

Figura 6 – Plano anular utilizado no modelo BEMT

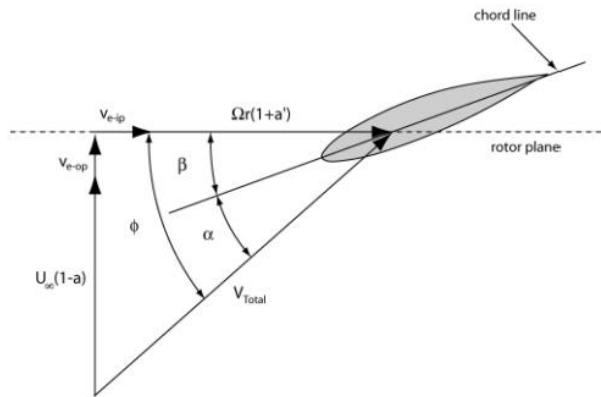


Fonte: Moriarty e Hansen (2005).

Neste modelo, o rotor é dividido em anéis de espessura infinitesimal, representado na Figura 6, de forma que que os fatores de indução axial e tangencial são considerados constantes em toda a região do anel e são independentes da vizinhança.

Assim, a composição do vento atuante em cada região infinitesimal é mostrada na Figura 7. Também são consideradas as velocidades no plano e fora do plano do movimento do elemento de pá, representadas por  $v_{e-ip}$  e  $v_{e-op}$ , respectivamente.  $\Omega$  é a velocidade angular do rotor e  $r$  o raio descrito pelo movimento rotativo do elemento.

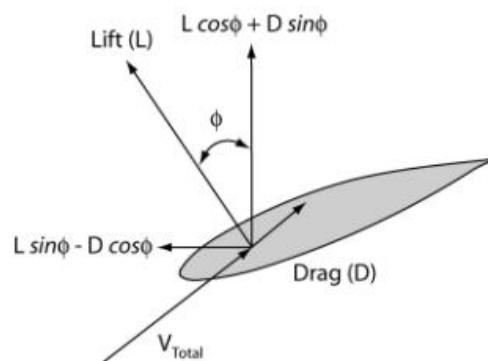
Figura 7 – Velocidades e ângulos do fluxo em um elemento local



Fonte: Moriarty e Hansen (2005).

Tem-se que as forças aerodinâmicas resultantes deste movimento são representadas na Figura 8.

Figura 8 – Forças em um elemento local



Fonte: Moriarty e Hansen (2005).

Desta forma, em cada anel infinitesimal, a força axial é equivalente a:

$$dT = B \frac{1}{2} \rho V_{Total}^2 (C_l \cos \phi + C_d \sin \phi) cdr \quad (2)$$

E o torque produzido é equivalente a:

$$dQ = B \frac{1}{2} \rho V_{Total}^2 (C_l \sin \phi + C_d \cos \phi) cr dr \quad (3)$$

Onde  $B$  é o número de pás e  $c$  o comprimento da corda do aerofólio. Os coeficientes  $C_l$  e  $C_d$  variam em função do ângulo de ataque  $\alpha$  e são fornecidos na forma de tabela com este ângulo variando de  $-180^\circ$  a  $180^\circ$ .

Para relacionar as velocidades induzidas no plano do rotor com as forças dadas acima, é utilizada a teoria do momento, que estabelece que a força e torque extraídos por cada segmento de anel são:

$$dT = 4\pi \rho U_\infty^2 (1 - a) adr \quad (4)$$

$$dQ = 4\pi r^3 \rho U_\infty \Omega (1 - a) a' dr \quad (5)$$

O sistema de equações formado é resolvido de forma iterativa, considerando também as correções sumarizadas abaixo.

#### 2.1.1.1. *Perda na ponta de pá*

As perdas observadas nas pontas das pás ocorrem devido à influência de vórtices na esteira causando uma mudança no campo de velocidades induzidas. Para considerar este efeito no modelo BEMT, é utilizada a teoria desenvolvida por Prandtl, a qual fornece um fator de correção ao campo de velocidades induzido dado por:

$$F = \frac{2}{\pi} \cos^{-1} e^{-f} \quad (6)$$

Onde

$$f = \frac{B}{2} \frac{R-r}{r \sin \varphi} \quad (7)$$

Com esta modificação, as expressões de força e torque mostradas acima se tornam:

$$dT = 4\pi \rho U_\infty^2 (1 - a) a F dr \quad (8)$$

$$dQ = 4\pi r^3 \rho U_\infty \Omega (1 - a) a' F dr \quad (9)$$

### 2.1.1.2. *Perda no cubo*

De forma similar à perda na ponta da pá, a perda no cubo pode ser modelada de acordo com a expressão fornecida por Prandtl, modificando o termo que segue:

$$f = \frac{B}{2} \frac{R - R_{hub}}{r \sin \varphi} \quad (10)$$

A consideração das perdas na ponta e no cubo em cada elemento levam à expressão:

$$F = F_{tip} F_{hub} \quad (11)$$

### 2.1.1.3. *Correção de Glauert*

Para fatores de indução superiores a  $a = 0,4$ , o modelo BEMT se torna inválido, o que geralmente ocorre em situações da turbina operando em grandes taxas de velocidade de ponta  $\lambda_r$ . Esta violação do método pode ser compensada pela correção empírica desenvolvida por Glauert. A equação modificada por Buhl, considerando os fatores de perda de ponta  $F$ , é dada por:

$$C_T = \frac{8}{9} + \left( 4F - \frac{40}{9} \right) a + \left( \frac{50}{9} - 4F \right) a^2 \quad (12)$$

Que, resolvida para o fator de indução, se torna:

$$a = \frac{18F - 20 - 3\sqrt{C_T(50-36F) + 12F(3F-4)}}{36F - 50} \quad (13)$$

Apesar deste modelo empírico ser utilizado originalmente como uma correção do coeficiente de empuxo  $C_T$  de rotores inteiros de helicópteros, ele também tem sido utilizado para correção dos coeficientes dos elementos de pás individuais quando utilizado com o modelo BEMT.

### 2.1.1.4. *Correção de esteira inclinada*

O modelo BEMT e as correções apresentadas acima são válidas para fluxos axissimétricos. Em situações em que existe uma inclinação do vento de entrada em relação à perpendicular ao plano do rotor, ou seja, ângulo de guinada relativo ao vento diferente de zero, é necessária uma correção do modelo para considerar este efeito.

A correção adotada pelo programa se baseia em um método desenvolvido por Pitt e Peters e a formulação da esteira inclinada aplicada a cada elemento é dada por:

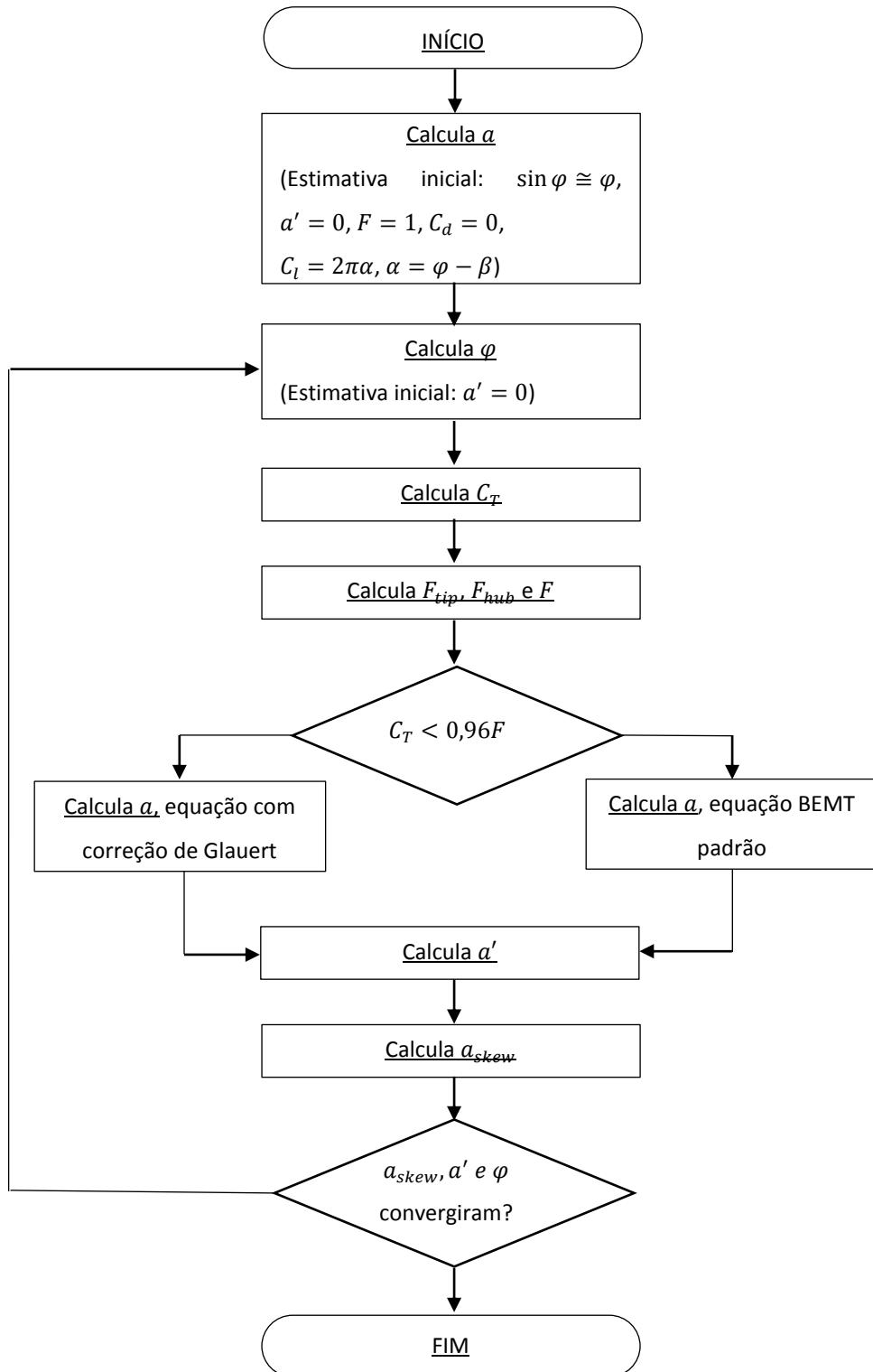
$$a_{skew} = a \left[ 1 + \frac{15\pi r}{32 R} \tan \frac{\chi}{2} \cos \psi \right] \quad (14)$$

O ângulo  $\psi$  é o ângulo de azimute no plano do rotor, com valor zero na extremidade mais próxima da jusante do vento e  $\chi$  é o ângulo formado pela esteira com o eixo perpendicular ao plano do rotor.

#### 2.1.1.5. *Iteração final do modelo BEMT*

Baseado nas expressões mostradas acima, o algoritmo AeroDyn realiza o cálculo iterativo das velocidades induzidas, ângulos de ataque e coeficientes de empuxo em cada elemento discretizado das pás. Isto é feito até que os valores dos fatores de indução e ângulos do fluxo de entrada converjam para seus valores finais. Um fluxograma desta iteração é mostrado na Figura 9, este procedimento e equacionamento utilizado são mais detalhadamente apresentados no manual do módulo (MORIARTY E HANSEN, 2005).

Figura 9 – Procedimento de cálculo utilizado no módulo AeroDyn



Fonte: Elaboração própria.

Vale ressaltar que este modelo utilizado não é indicado para situações com alto ângulo de inclinação do rotor (acima de 45°) ou fluxos instáveis.

O fenômeno de *rotational augmentation*, ou também chamado efeito de atraso de estol, que ocorre na região central do rotor e caracterizado por apresentar uma sustentação maior que a vista em fluxos 2D com o mesmo ângulo de ataque pode ser compensado ajustando-se os coeficientes aerodinâmicos das tabelas de entrada. Uma ferramenta útil para esta tarefa é o uso do pré-processador AirfoilPrep, também utilizado para extrapolar os coeficientes destes aerofólios em elevados ângulos de ataque, assumindo o comportamento de placas planas.

Também de grande importância na interação entre fluido e rotor é o cálculo de estol dinâmico, feito no programa de forma desacoplada ao modelo BEMT, deixando o código mais rápido e simples. O estol dinâmico é provocado por variações oscilatórias ou instáveis do ângulo de ataque devido a variações de velocidade no rotor como as causadas por cisalhamentos de vento horizontal ou vertical, vento vertical, desalinhamento de *yaw* ou turbulência no vento. O módulo Aerodyn se baseia no modelo semiempírico desenvolvido por Beddoes e Leishman em 1989 para este cálculo. Com o modelo de estol dinâmico ativado, os coeficientes aerodinâmicos estáticos das tabelas de entrada são modificados em função do ângulo de ataque e sua taxa de mudança.

Ainda, a influência aerodinâmica da torre sobre as pás é considerada na modelagem utilizando uma solução de fluxo potencial em torno de um cilindro. Assim, o fluxo sobre as pás nas proximidades da torre é modificado.

## 2.2. Elastodyn

O Elastodyn é o módulo elástico do FAST, nele são feitos os cálculos de dinâmica estrutural, aplicando-se as reações dos sistemas elétrico e de controle, carregamentos aerodinâmicos e hidrodinâmicos, cargas gravitacionais, e simulação elástica do rotor, trem de força, e estruturas de suporte.

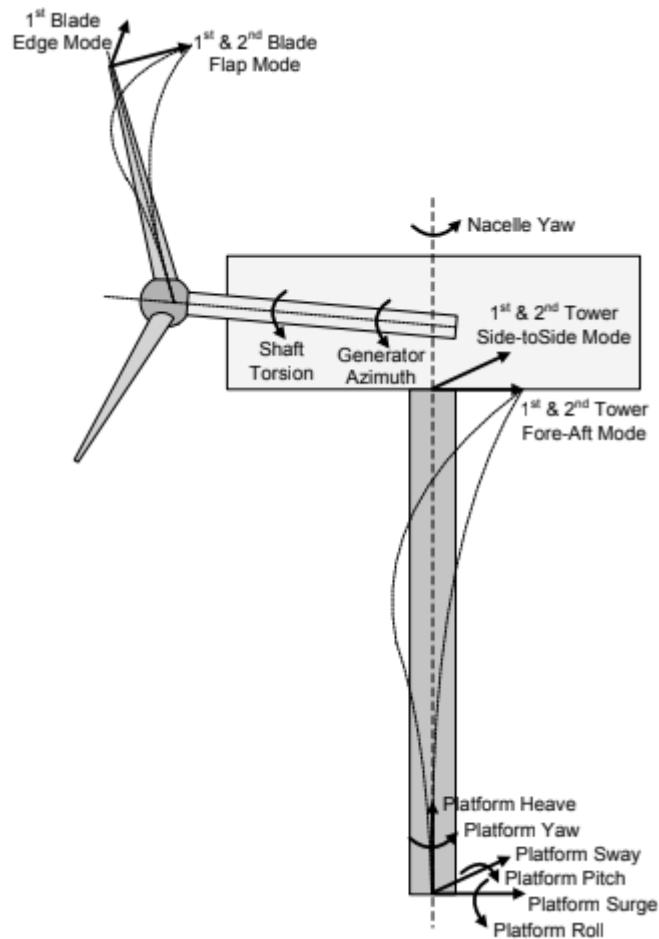
O modelo utilizado é composto por um sistema combinado de multicorpos com modos assumidos para as partes flexíveis como as pás e a torre. No total são considerados até 24 graus de liberdade, a depender da configuração adotada.

O modelo de viga utilizado neste módulo para representação das pás e da torre é o de Euler-Bernoulli, retas e isotrópicas, apenas com esforço de flexão, sem deformação por

cisalhamento. Os modos assumidos nas pás são os dois primeiros modos *flap* e o primeiro modo *edge*. Para torre são considerados os dois primeiros modos longitudinais (frente-trás) e transversais (lado a lado). Esta flexibilidade das pás e torre são caracterizadas utilizando uma representação modal linear limitada a pequenos deslocamentos.

Na figura 10 são representados os principais graus de liberdade do modelo utilizado pelo programa. Na turbina em estudo os graus de liberdade correspondentes à inclinação da nacelle e à plataforma estão desligados, por se tratar de uma máquina *onshore*. A torre é rigidamente anexada à fundação por meio de uma conexão engastada, assim como as pás são anexadas ao cubo.

Figura 10 – Graus de liberdade utilizados no modelo ElastoDyn



Fonte: Jonkman e Buhl (2005).

O *drivetrain* é modelado como um eixo equivalente separando o gerador do cubo. Com isso é possível fornecer uma constante de mola e fator de amortecimento torcionais lineares equivalentes.

Há três métodos de integração disponíveis no módulo (RK4, AB4 e ABM4), aqui é utilizado o método Adams-Bashforth-Moulton de quarta ordem (ABM4), como recomendado por Gasmi (2013).

Definidos os corpos e sistemas de coordenadas, o método de Kane é empregado para construção das equações do movimento, baseado em Kane e Levinson (1985).

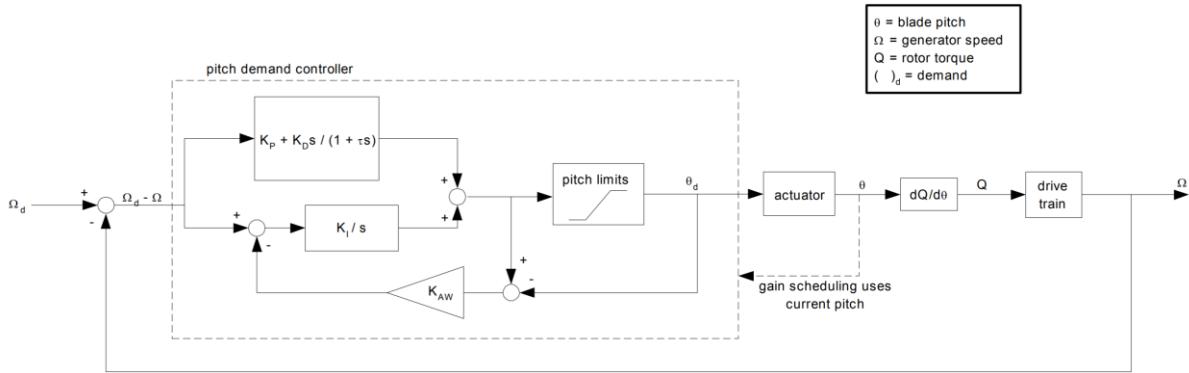
### 2.3. Servodyn

O Servodyn corresponde ao módulo de controle do FAST, dentre as opções é possível controlar o movimento de *pitch* das pás, *yaw* da nacelle, frenagem e o torque do gerador. Alguns modelos simplificados com curvas de torque do gerador estão implementados no módulo, já as rotinas de controle de outras variáveis podem ser implementadas por meio de uma interface com o programa Simulink ou em programas compilados como bibliotecas de vínculo dinâmico (DLL). Como todas as variáveis do programa estão disponíveis neste módulo para sensoriamento, é possível implementar diferentes estratégias de controle, inclusive considerando modelos de sensores e atuadores.

Neste módulo de controle é possível gerir as diferentes condições da turbina como operação, startup e shutdown, segurança e proteção bem como a criação de cenários de falhas.

Neste trabalho, o modelo utilizado para controle de *pitch* é o desenvolvido por Hansen (2001), disponível com a turbina de referência adotada. Neste modelo, o controle é feito de forma coletiva para todas as pás. A Figura 11 representa o diagrama de blocos deste sistema de controle.

Figura 11 - Diagrama básico do sistema de controle de velocidade do rotor das turbinas WindPACT



Fonte: Hansen (2001).

O objetivo primário deste sistema controle é manter a velocidade do gerador em sua velocidade nominal. Nesse patamar o torque do gerador é constante, logo, a potência de saída do gerador é diretamente dependente da velocidade do rotor. Como pode ser observado, este sistema utiliza um controle PID básico, ligando o erro de velocidade na entrada à demanda de *pitch* na saída. O ângulo de saída está limitado ao intervalo  $\theta_{min}$  a  $90^\circ$ , sendo  $\theta_{min}$  o ângulo que proporciona o melhor desempenho aerodinâmico ao operar com razão de velocidade de ponta (TSR) constante.

Devido às características altamente não lineares do rotor, é utilizada a abordagem de escalonamento de ganhos (*gain scheduling*) em função dos ângulos de *pitch*. Os ganhos do PID são multiplicados por uma função da forma:

$$GS = \begin{cases} 1 & \theta < \theta_1 \\ a\theta^p & \theta_1 \leq \theta \leq \theta_2 \\ a\theta_2^p & \theta > \theta_2 \end{cases} \quad (15)$$

Onde  $a$ ,  $p$ ,  $\theta_1$  e  $\theta_2$  são constantes definidas pelo usuário.

O bloco atuador mostrado no diagrama é representado por uma função de transferência de segunda ordem:

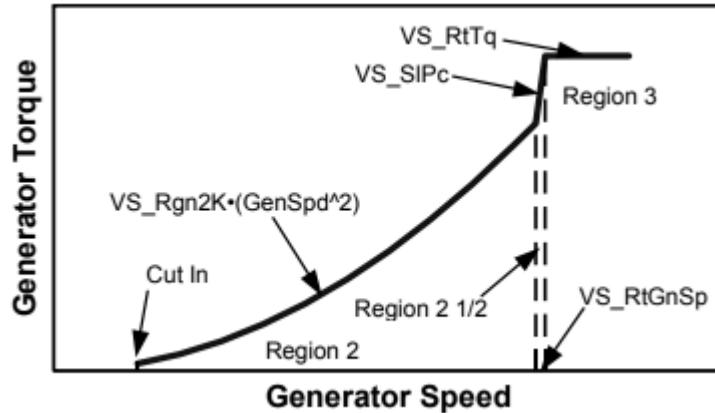
$$H_a(s) = \frac{\omega_{PA}^2}{s^2 + 2\xi\omega_{PA}s + \omega_{PA}^2} \quad (16)$$

Com  $\xi = 80\%$  de amortecimento crítico e frequência natural  $\omega_{PA}$  múltipla da velocidade nominal do rotor.

Dentre os modelos de controle de torque do gerador, é utilizado o modelo de gerador com controle de torque de velocidade variável simples cuja curva de resposta é mostrada na Figura 12. Na Região 2 a constante VS\_Rgn2K pode ser escolhida de forma a se obter um

valor constante de razão de ponta de pá (TSR) que apresente o coeficiente de potência mais adequado ao rotor. Com isso, há uma descontinuidade entre a Região 2 e a Região 3, motivo pelo qual é estabelecida a Região 2 1/2.

Figura 12 – Curva de torque e rotação para o controle de velocidade variável simples do módulo ElastoDyn



Fonte: Jonkman e Buhl (2005).

Os parâmetros representados na figura são definidos de acordo com o gerador utilizado. Onde:  $VS_{RtGnSp}$  ( $\Omega_{gen, rated}$ ) representa a velocidade nominal do gerador em [rpm],  $VS_{RtTq}$  ( $\tau_{gen, rated}$ ) representa o torque nominal do gerador na Região 3 [N-m],  $VS_{Rgn2K}$  ( $\alpha$ ) representa a constante de torque do gerador na Região 2 [N-m/rpm<sup>2</sup>] e  $VS_{SIPc}$  representa o percentual de escorregamento nominal na Região 2 1/2 [%].

## 2.4. Considerações para simulação

Além dos dados da turbina elencados anteriormente, algumas considerações foram adotadas em cada módulo para realização das simulações. Abaixo, estão descritos os demais parâmetros utilizados.

### Aerodyn

Nas condições de simulação empregadas, o modelo aerodinâmico considera o modelo de estol Beddoes-Leishman, modelo de correção de inclinação de Pitt e Peters e o modelo de perdas no cubo e ponta de pá de Prandtl. A influência da torre no vento é baseada no fluxo

potencial em torno da torre com correção de Bak. O carregamento na torre devido à incidência do vento é feito com um coeficiente de arrasto de 0,6.

### **Elastodyn**

No módulo Elastodyn, os graus de liberdade ativados são os modos da pá (FlapDOF1, FlapDOF2 e EdgeDOF), flexibilidade rotacional do *drivetrain* (DrTrDOF), gerador (GenDOF) e os modos da torre (TwFADOF1, TwFADOF2, TwSSDOF1, TwSSDOF2). As integrações feitas no módulo pelo método ABM4 consideram um passo de tempo de 0,005 segundos. Na situação Parked, o grau de liberdade do gerador é desativado, permitindo a rotação livre do rotor.

### **Servodyn**

No sistema de controle implementado, o torque do rotor é controlado até que seja atingida a velocidade de rotação nominal do rotor, seguindo a curva de torque do modelo de gerador com velocidade variável simples. Para esta turbina, o valor da constante de torque do gerador  $\alpha$  (VS\_Rgn2K) foi criado de forma a não existir a Região 2 ½, operando em um regime não ótimo. O controle de *pitch* é usado quando a máquina opera com velocidades superiores à velocidade nominal do rotor. No modelo não está implementado o controle de *yaw* e não há filtragem do sinal de velocidade na malha de controle. O passo de tempo utilizado pela rotina de controle é de 0,025 segundos.

### 3. ESFORÇOS MECÂNICOS

A série de normas IEC 61400 é uma das principais referências normativas utilizadas na classificação, projeto e certificação de turbinas eólicas. Nela são estabelecidos requisitos de projeto para turbinas eólicas de forma a assegurar sua integridade contra danos suscetíveis ao longo de sua vida operacional. Este trabalho busca estar em conformidade com esta norma, mais especificamente com a parte IEC 61400-1, que estipula os requisitos mínimos de projeto para turbinas *onshore*, atualmente na edição 4.0.

A norma estabelece dois principais tipos de análise a serem considerados para integridade estrutural de uma turbina eólica ao longo de sua vida: análise de carregamentos limites e análise de carregamentos de fadiga. A primeira dita o projeto quanto aos limites de resistência do material, deflexões máximas na ponta de pá e estabilidade estrutural. Já a segunda está relacionada à resistência à fadiga dos componentes no período ativo.

De forma a padronizar as condições de projeto do equipamento e buscando representar genericamente a maior parte das aplicações, cobrindo uma ampla gama de características locais, foram criadas classes de turbinas definidas em termos da velocidade de vento (I, II e III) e intensidade de turbulência (A+, A, B e C), listadas na Tabela 2.

Tabela 2 - Parâmetros básicos para classe de turbinas eólica

Classe de turbina eólica		I	II	III	S
$V_{ave}$	[m/s]	10	8,5	7,5	Valores especificados pelo projetista
$V_{ref}$	[m/s]	50	42,5	37,5	
Tropical [m/s] $V_{ref,T}$		57	57	57	
A+		$I_{ref} [-]$			0,18
A		$I_{ref} [-]$			0,16
B		$I_{ref} [-]$			0,14
C		$I_{ref} [-]$			0,12

Fonte: International Electrotechnical Commission (2019).

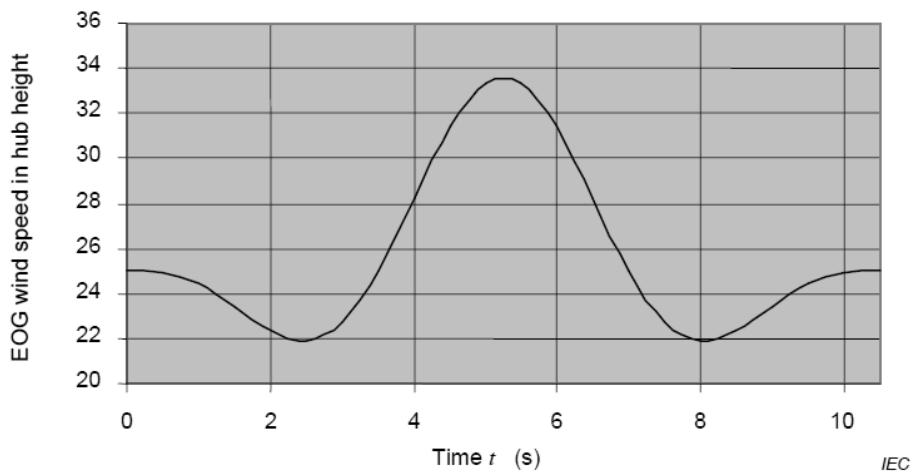
Na tabela,  $I_{ref}$  é o valor de referência da intensidade de turbulência correspondente ao quantil 70% a uma velocidade média de 15 m/s. Além das principais classes de turbina e

intensidades de vento, há também a Classe T para locais suscetíveis a ciclones tropicais e a Classe S utilizada quando se requer um projeto para condições específicas de vento ou outros fatores externos.

Diferentes condições de cargas aerodinâmicas, iniciais, gravitacionais e de atuadores, além de situações específicas de controle e falhas, são elencadas pela norma e estão presentes no modelo aeroelástico utilizado. Os casos de carregamento de projeto (DLC) considerados e que abrangem as condições mais significantes que a turbina pode experimentar são listados no Anexo B. Como o componente de interesse deste trabalho é o cubo do rotor, as situações de transporte, instalação e manutenção da turbina não são consideradas.

Para estas análises, além dos ventos turbulentos, são previstos modelos de vento transientes dados por relações matemáticas com propriedades da turbina e de sua classe, que representam rajadas e mudanças súbitas de direção. Os modelos previstos em norma são: *Extreme operating gust (EOG)*, *Extreme direction change (EDC)*, *Extreme coherent gust with direction change (ECD)*, *Extreme wind shear (EWS)*. A Figura 13 exemplifica o comportamento do vento EOG para uma determinada velocidade média na altura de cubo.

Figura 13 - Exemplo de vento transiente EOG



Fonte: International Electrotechnical Commission (2019).

Em uma abordagem mais conservadora, os carregamentos multiaxiais extremos nos locais críticos da turbina podem ser assumidos como ocorrendo ao mesmo tempo. Uma outra abordagem é sugerida pela norma considerando os carregamentos contemporâneos, ou seja, aqueles que de fato ocorrem simultaneamente. Com isso, é construída uma matriz de

carregamentos extremos, com os carregamentos contemporâneos representados nas linhas e as forças ou momentos representados nas colunas. Em cada coluna, o valor máximo ou mínimo da série temporal é registrado na linha correspondente e este determina o instante de registro das demais variáveis.

Os diversos casos de carregamento representados pelas linhas da matriz são então utilizados para dimensionamento dos componentes, obtendo as tensões ou deformações que são avaliadas utilizando um critério de falha.

Estes valores característicos são modificados por fatores de segurança que compensam as incertezas dos métodos de análise, as incertezas e variabilidades nas cargas ( $\gamma_f$ ) e na resistência dos materiais ( $\gamma_M$ ) e a importância dos componentes estruturais com relação às consequências da falha ( $\gamma_n$ ), resultando nos valores de projeto. Para a análise de resistência limite, a seguinte relação deve ser verificada:

$$\gamma_n \gamma_f F_k \leq \frac{1}{\gamma_M} R_k \quad (17)$$

Em que  $F_k$  é o valor característico para a carga,  $R_k$  o valor característico de resistência e  $\gamma$  os fatores de segurança parciais.

Hau (2006) mostra que a fadiga é um dos principais condutores do projeto de componentes da turbina, ou seja, o requisito que governa a seleção de materiais e o dimensionamento final da estrutura, portanto, além dos carregamentos extremos encontrados aqui, é necessária uma avaliação posterior de vida em fadiga.

Segundo Malcolm e Hansen (2006), o rotor utilizado nesta turbina é indicado para ventos Classe IIA, cujas características são: velocidade do vento média anual  $V_{ave} = 8,5m/s$ , velocidade do vento de referência  $V_{ref} = 42,5m/s$ , valor de referência da intensidade de turbulência  $I_{ref} = 0,16$ .

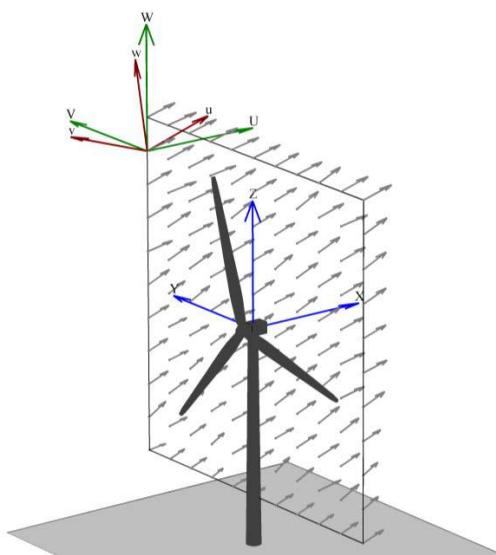
## 4. RESULTADOS

Para avaliação dos carregamentos, foram consideradas as principais situações de projeto previstas na norma indicada. Como o modelo analisado não possui um sistema supervisório próprio, as análises feitas aqui se limitam aos casos elencados no Apêndice A, não sendo considerados casos de falha do sistema de controle ou *start-up* da máquina. As situações previstas de manutenção também não são simuladas neste trabalho.

Para cada condição de vento simulado foram considerados três desalinhamentos de *yaw* (-8°, 0° e 8°). Nestes casos, foi considerado também o rotor desbalanceado, com a massa adicional de 50 kg na pá 1 em torno de 19,8 m de distância do centro.

Os arquivos de vento turbulento foram gerados utilizando o software TurbSim, também de desenvolvimento do NREL, que simula ventos estocásticos e *full-field*, representados por séries temporais com vetores de três componentes de vento em pontos de uma grade retangular fixa no espaço, como representado na Figura 14.

Figura 14 – Grade retangular de um campo de vento do TurbSim



Fonte: Jonkman (2016).

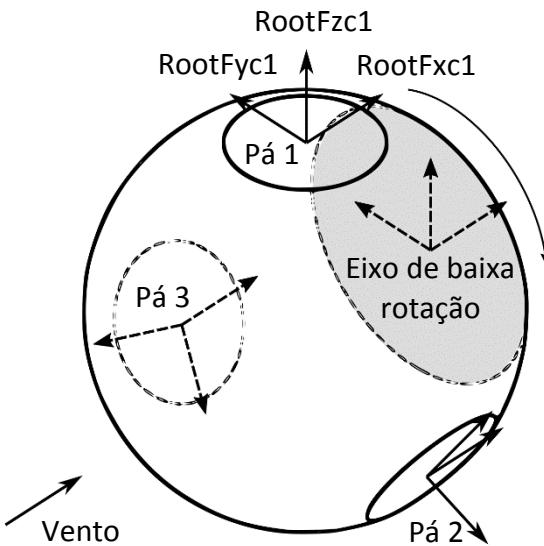
Para estes ventos turbulentos, foi considerada uma única semente aleatória com valor 81101. O vento gerado satisfaz o modelo Kaimal, modelo de turbulência normal (NTM) e expoente da lei de potência de 0,2, definidos pela IEC. Nestes casos, são simulados 630 segundos de operação para cada condição.

Já para ventos com transiente, foi utilizado o software IECWind, que gera séries temporais com perfis de vento estacionário, sem turbulência. O instante considerado para início dos transientes foi de 50 segundos.

O comportamento da turbina foi simulado para cada caso no programa OpenFAST, totalizando 186 simulações. Os primeiros 30 segundos foram removidos dos resultados para acomodar os transientes iniciais, como as velocidades de rotação e as deflexões estáticas das pás e torre.

Da resposta obtida, as variáveis observadas foram as forças e momentos na raiz da pá 1, denotados por  $\text{RootFxc1}$ ,  $\text{RootFyc1}$ ,  $\text{RootFzc1}$ ,  $\text{RootMxc1}$ ,  $\text{RootMyc1}$  e  $\text{RootMzc1}$ , representadas no cubo esférico da Figura 15.

Figura 15 – Representação das componentes de força atuantes no cubo



Fonte: Elaboração própria.

Como sugerido na norma, em regiões axissimétricas é desejável calcular o vetor resultante dos carregamentos no plano, que podem apresentar maior magnitude quando comparadas às de seus componentes. Na raiz da pá, estes carregamentos são dados por:

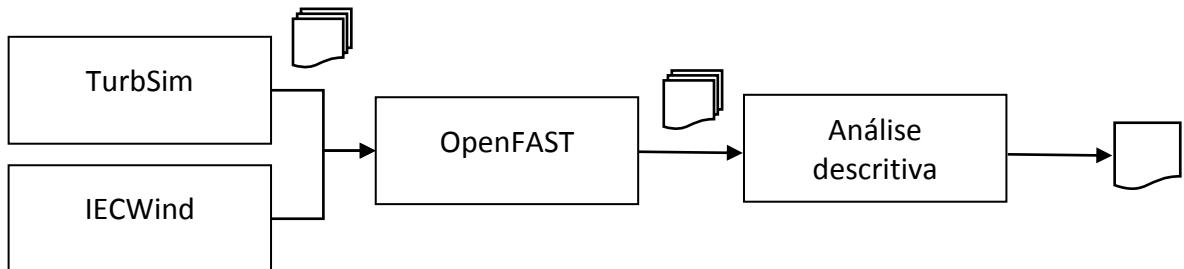
$$\text{RootFxyC1} = \sqrt{\text{RootFxc1}^2 + \text{RootFyc1}^2} \quad (18)$$

E

$$\text{RootMxyC1} = \sqrt{\text{RootMxc1}^2 + \text{RootMyc1}^2} \quad (19)$$

O procedimento adotado é mostrado na Figura 16.

Figura 16 - Etapas e programas utilizados na análise de carregamentos



Fonte: Elaboração própria.

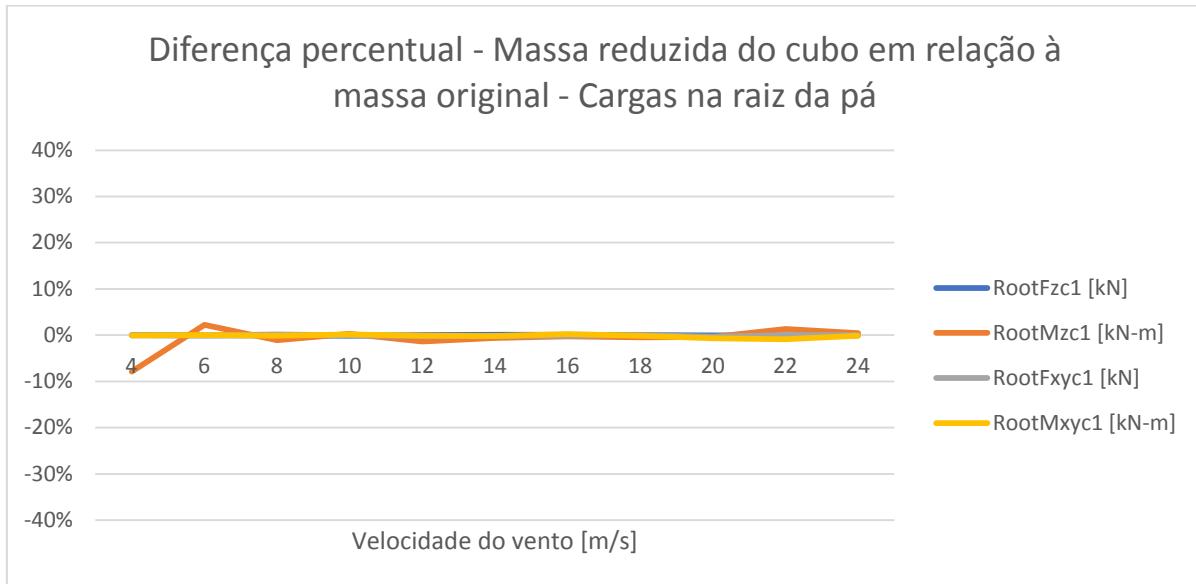
A seguir serão apresentados os resultados obtidos com a análise destas simulações.

#### 4.1. Sensibilidade dos esforços à variação de massa do cubo

Em uma primeira análise, foram levantados os possíveis ganhos na redução de esforços em outros pontos da turbina, com a redução da massa do cubo, e sua influência nos esforços transmitidos na raiz da pá. Para tanto, a massa do cubo e seu momento de inércia polar foram reduzidos pela metade.

Na comparação, foram levantados a variação dos esforços na raiz da pá 1, no eixo principal de baixa rotação (LSS), na plataforma de guinada e na base da torre para ventos turbulentos com velocidade de 4 a 24 m/s. Este resultado é mostrado nas Figuras 17 a 20, que mostram a diferença percentual entre o modelo original e o de massa reduzida considerando os esforços máximos de cada variável.

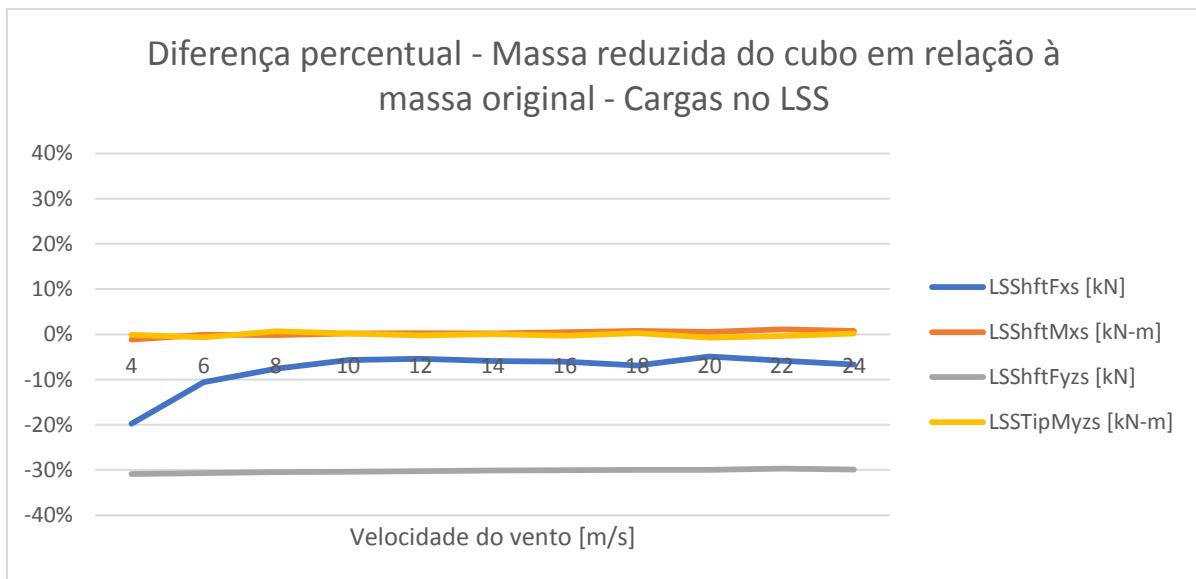
Figura 17 – Gráfico com diferença percentual entre as cargas máximas absolutas na raiz da pá para a massa de cubo original e reduzida em 50%



Fonte: Elaboração própria.

Nota-se, que a variação dos esforços na raiz da pá é mínima. Portanto, no projeto do cubo não é necessário recalcular os esforços solicitantes sobre ele a cada variação de massa, o que pode ser útil, por exemplo, em uma otimização estrutural.

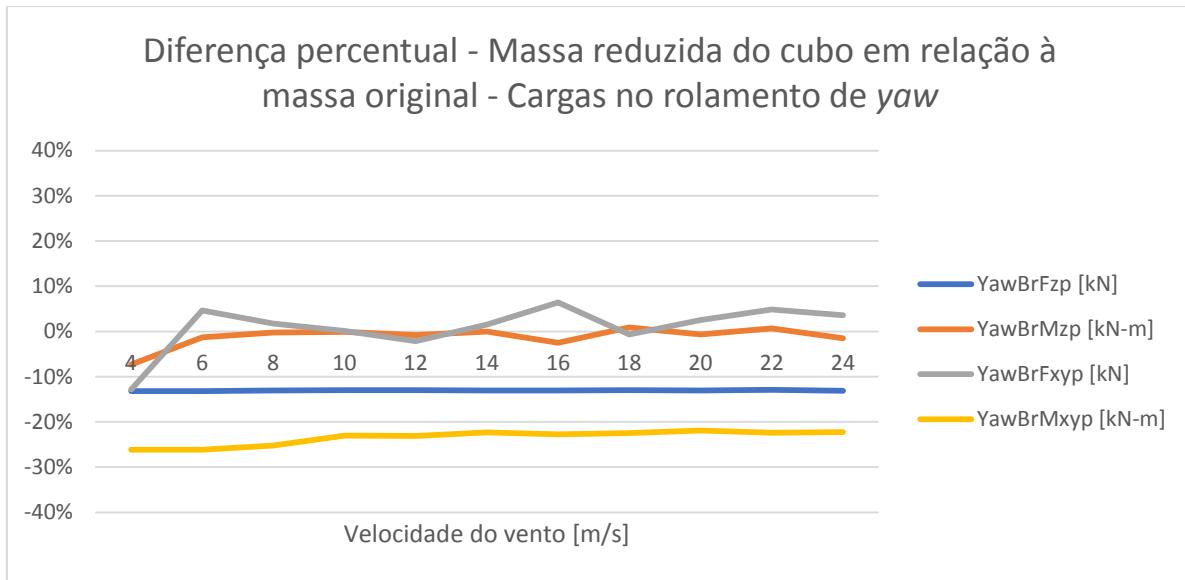
Figura 18 – Gráfico com diferença percentual entre as cargas máximas absolutas no eixo principal para a massa de cubo original e reduzida em 50%



Fonte: Elaboração própria.

Já no eixo principal, observa-se uma potencial redução de 30% na força perpendicular ao eixo e ainda uma redução em torno de 6% na força de axial quando reduzida a massa do cubo.

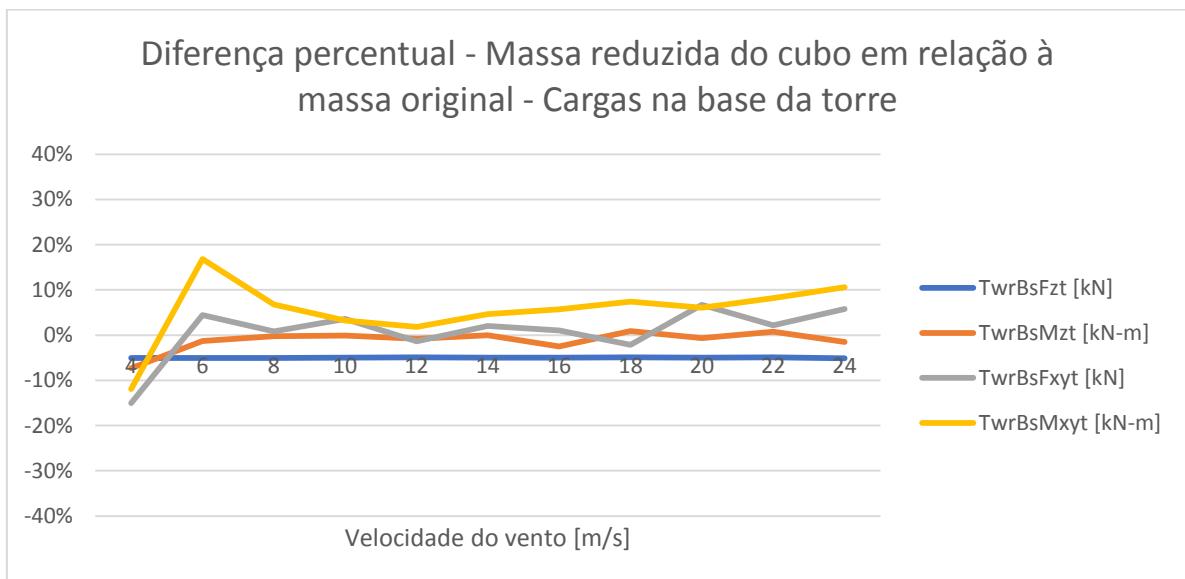
Figura 19 - Gráfico com diferença percentual entre as cargas máximas absolutas no rolamento de yaw para a massa de cubo original e reduzida em 50%



Fonte: Elaboração própria.

O mesmo ocorre com as cargas no rolamento de yaw, que apresentam uma redução média de 23% no momento fletor e 13% na força axial.

Figura 20 - Gráfico com diferença percentual entre as cargas máximas absolutas na base da torre para a massa de cubo original e reduzida em 50%



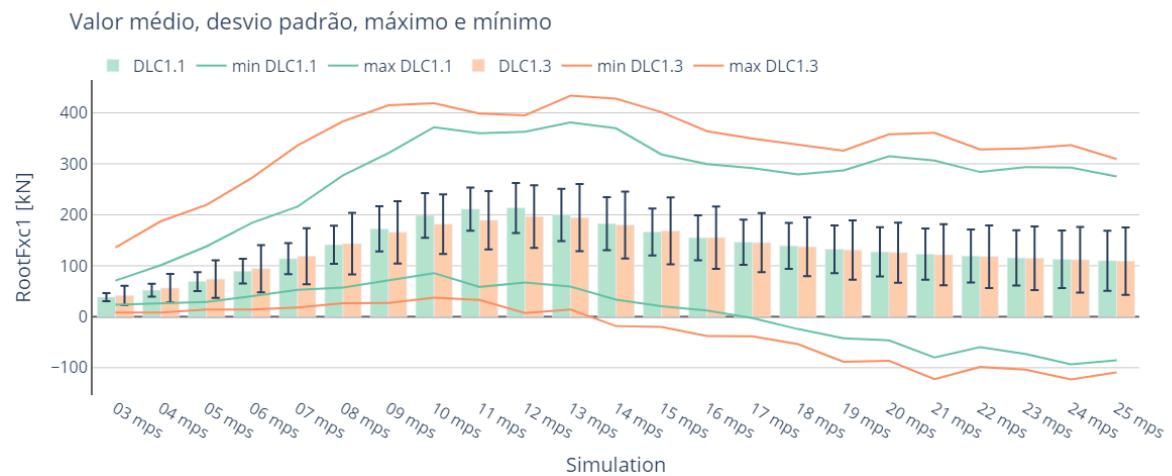
Fonte: Elaboração própria.

Na base da torre, no entanto, houve redução de 5% na força axial, mas um aumento nas demais variáveis em boa parte das condições de vento. Além do maior carregamento resultante devido ao vento incidente, uma outra hipótese para este aumento é a falta de sintonia do novo modelo com as características modais da torre, o que poderia ser compensado, por exemplo, com um melhor ajuste de suas propriedades a fim de melhorar seu comportamento dinâmico.

#### 4.2. Carregamentos na situação de produção

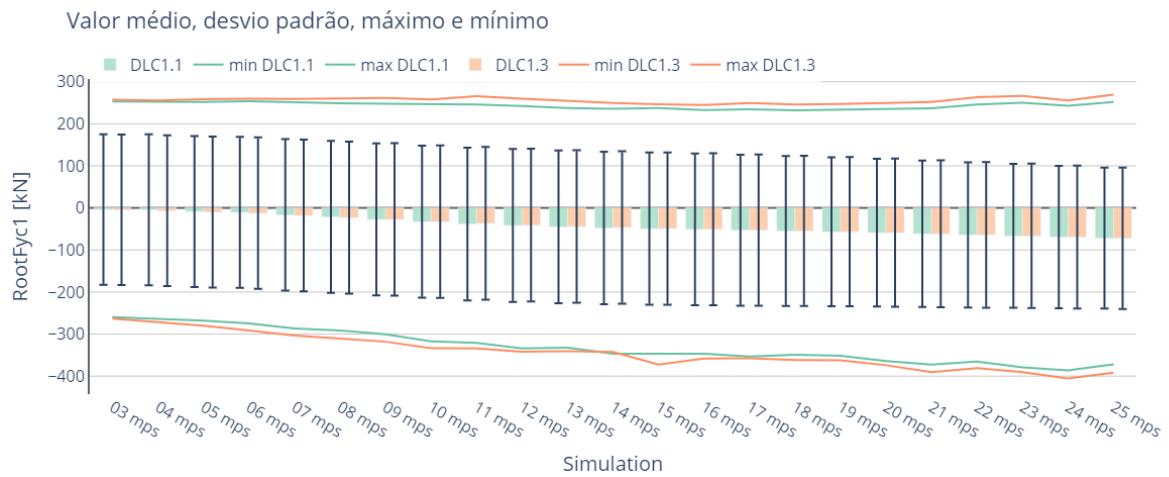
É de interesse visualizar como se dão os carregamentos na raiz da pá na situação de operação entre as velocidades de *cut-in* e *cut-out*, com turbulência normal, que corresponde ao caso DLC 1.1, e com turbulência extrema, que corresponde ao caso DLC 1.3. Os gráficos das Figuras 21 a 28 a seguir representam os valores extremos em cada situação de vento, bem como a média do sinal e seu desvio padrão. Nestes gráficos são considerados o ângulo de guinada fixo, com o rotor na direção do vento ( $yaw=0^\circ$ ).

Figura 21 - Média, desvio padrão, máximo e mínimo dos carregamentos em RootFxc1 para velocidades de 3 a 25 m/s



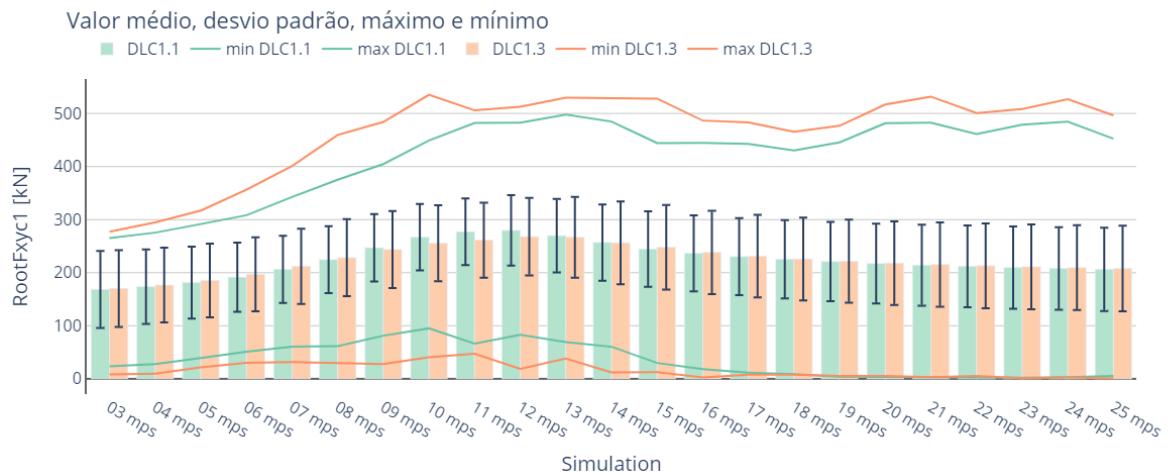
Fonte: Elaboração própria.

Figura 22 - Média, desvio padrão, máximo e mínimo dos carregamentos em RootFyc1 para velocidades de 3 a 25 m/s



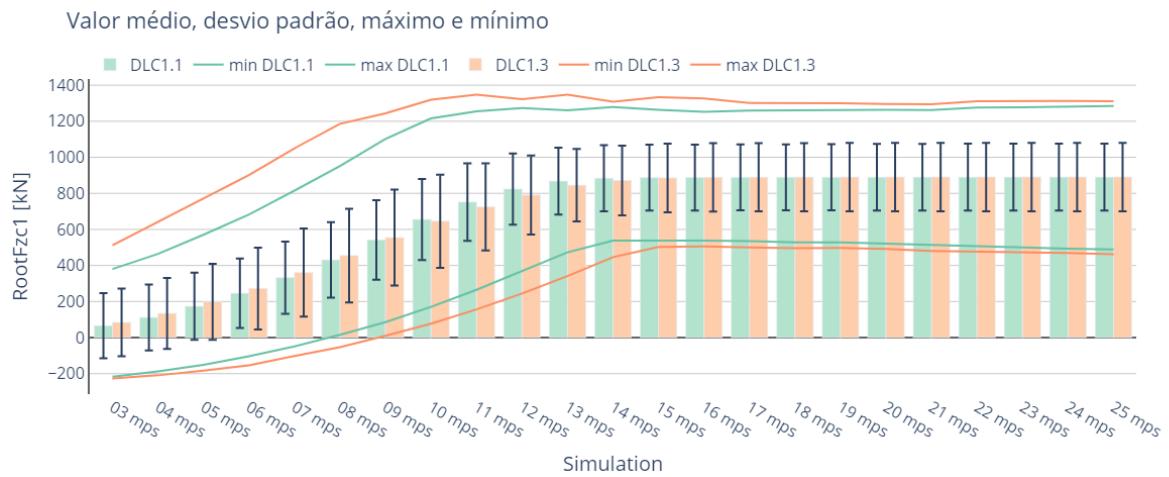
Fonte: Elaboração própria.

Figura 23 - Média, desvio padrão, máximo e mínimo dos carregamentos em RootFxyC1 para velocidades de 3 a 25 m/s



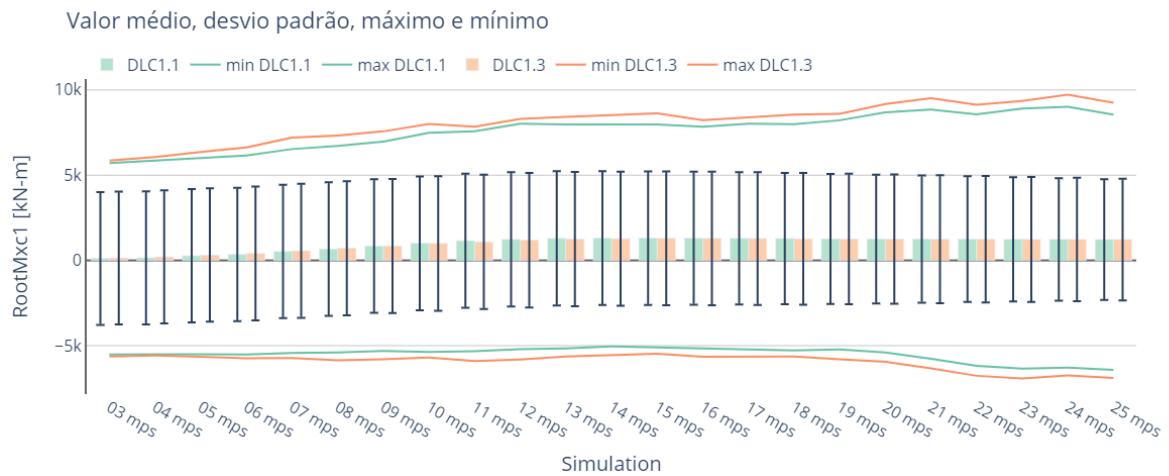
Fonte: Elaboração própria.

Figura 24 - Média, desvio padrão, máximo e mínimo dos carregamentos em RootFzc1 para velocidades de 3 a 25 m/s



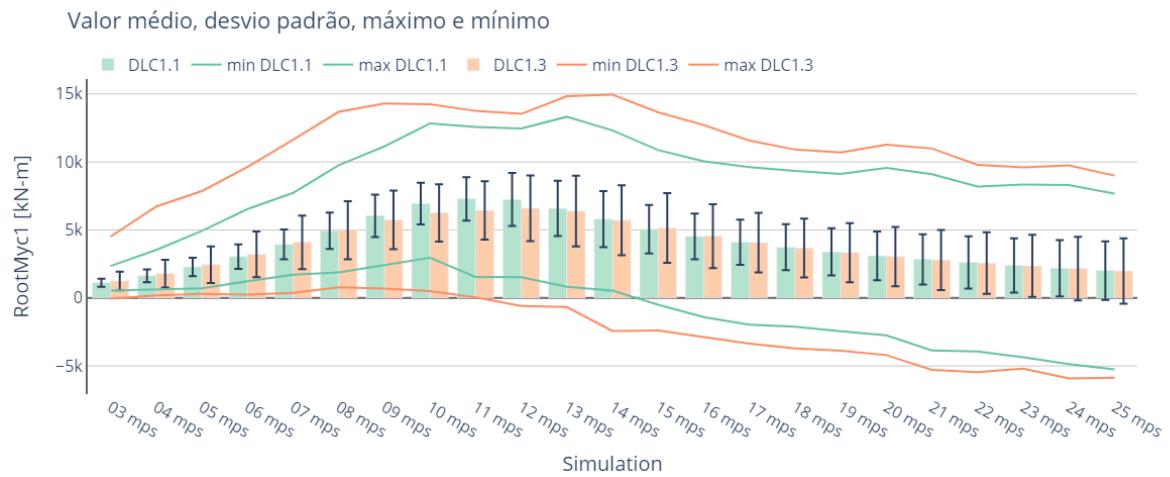
Fonte: Elaboração própria.

Figura 25 - Média, desvio padrão, máximo e mínimo dos carregamentos em RootMxc1 para velocidades de 3 a 25 m/s



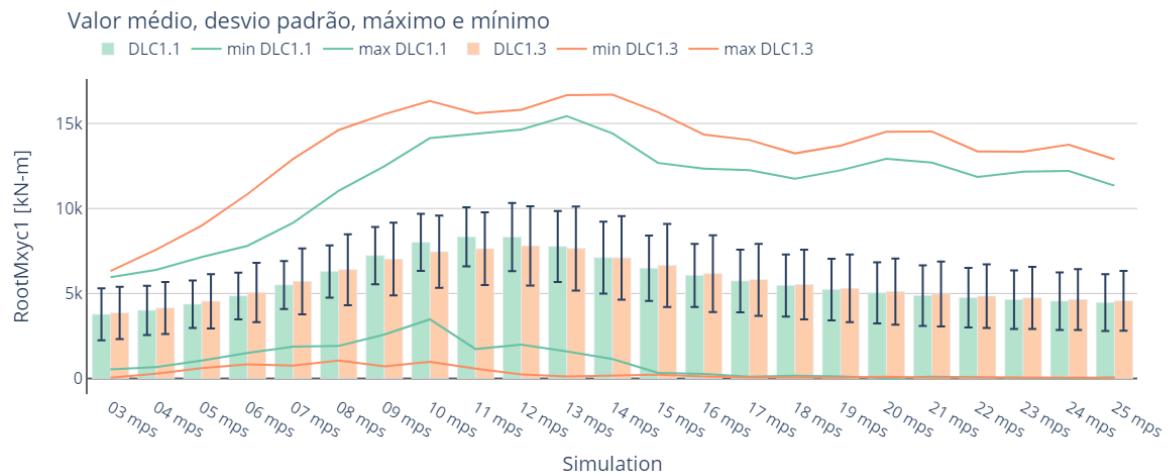
Fonte: Elaboração própria.

Figura 26 - Média, desvio padrão, máximo e mínimo dos carregamentos em RootMyc1 para velocidades de 3 a 25 m/s



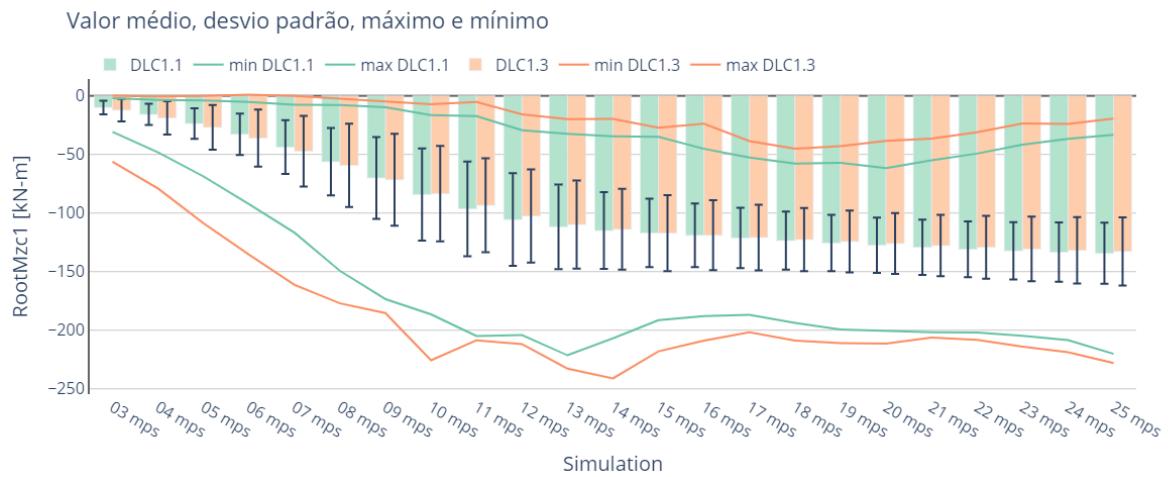
Fonte: Elaboração própria.

Figura 27 - Média, desvio padrão, máximo e mínimo dos carregamentos em RootMxyc1 para velocidades de 3 a 25 m/s



Fonte: Elaboração própria.

Figura 28 - Média, desvio padrão, máximo e mínimo dos carregamentos em RootMzc1 para velocidades de 3 a 25 m/s



Fonte: Elaboração própria.

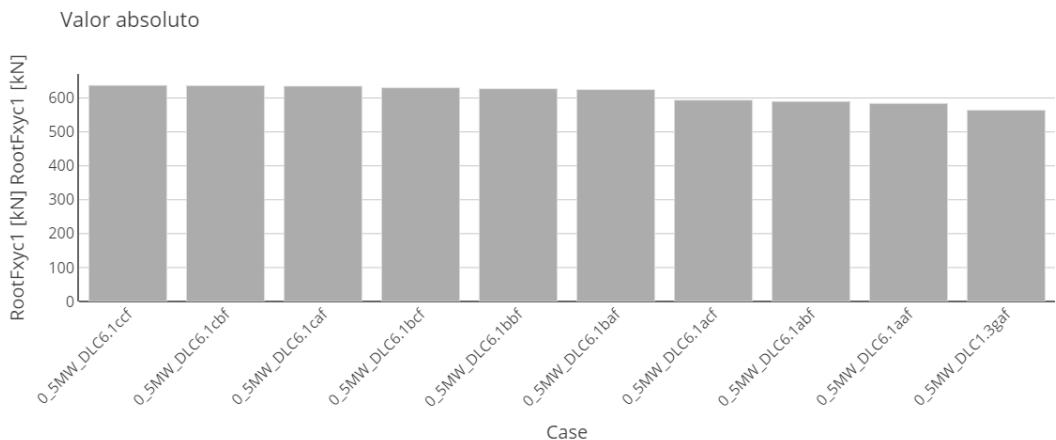
Na direção do vento, nota-se nos carregamentos um maior valor médio e um menor desvio padrão quando comparados àqueles na direção perpendicular, que corresponde ao plano do rotor. Neste plano, os carregamentos oscilam com menor frequência e maior amplitude, devido à rotação e ao peso das pás.

Em boa parte dos casos, os maiores carregamentos são encontrados na faixa de velocidades em que a turbina atinge sua potência nominal e o sistema de controle inicia a atuação do *pitch*.

#### 4.3. Valores característicos dos carregamentos

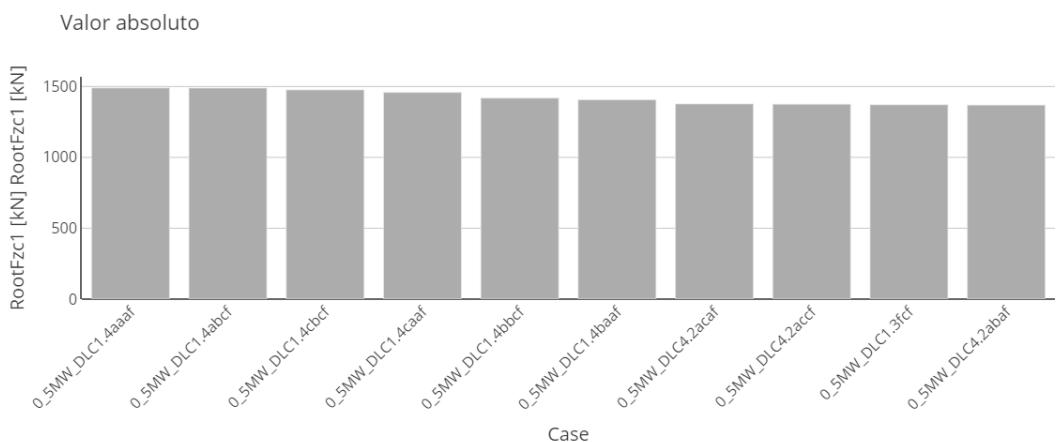
Dos casos simulados, as Figuras 29 a 32 indicam o módulo dos extremos dos carregamentos no plano da raiz da pá e na sua direção perpendicular.

Figura 29 - Dez maiores carreimentos extremos absolutos em RootFxyC1



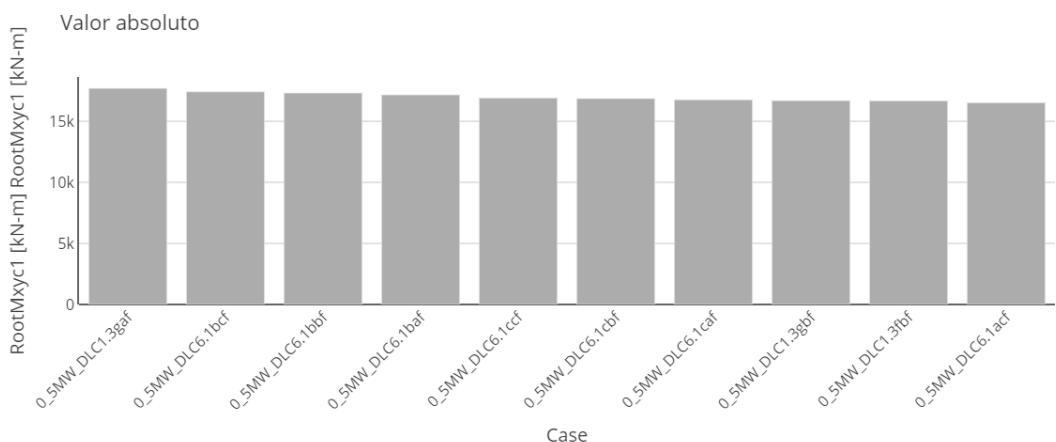
Fonte: Elaboração própria.

Figura 30 - Dez maiores carreimentos extremos absolutos em RootFzc1



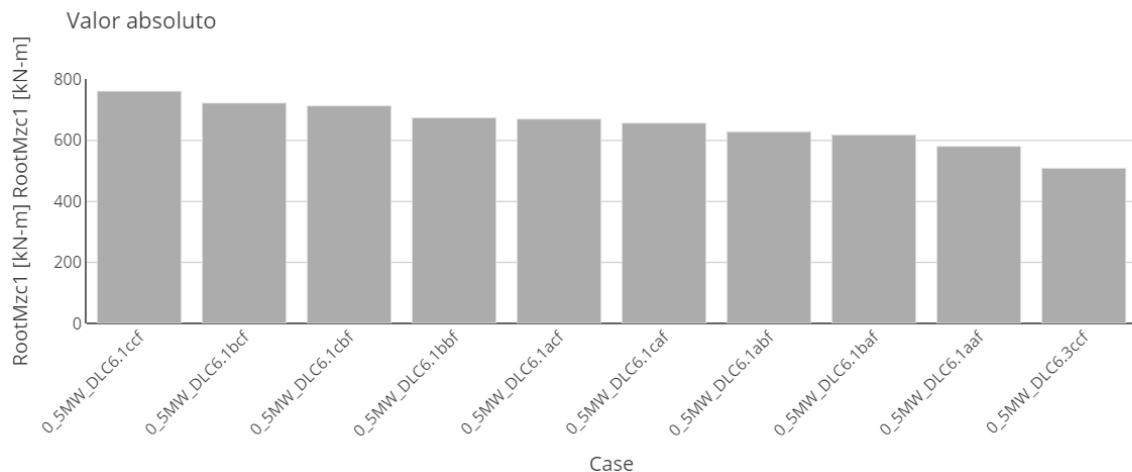
Fonte: Elaboração própria.

Figura 31 - Dez maiores carreimentos extremos absolutos em RootMxyC1



Fonte: Elaboração própria.

Figura 32 – Dez maiores carreimentos extremos absolutos em RootMzc1



Fonte: Elaboração própria.

Das três alternativas previstas na norma para o cálculo do valor característico do carregamento no caso DLC 1.1, foi utilizada a segunda, na qual é considerado o maior valor do percentil 99 das simulações para cada velocidade de vento, multiplicado por 1,2. Foi verificado que o valor encontrado não é superior ao valor característico do caso DLC 1.3, portanto, não é necessário ajustar a intensidade de turbulência deste último.

Os valores característicos obtidos das simulações são representados na Tabela 3, com os máximos e mínimos encontrados. As células destacadas, representam o valor de maior módulo entre o mínimo e o máximo.

Tabela 3 - Valor característico dos esforços solicitantes no cubo

Esforço solicitante	DLC	Valor característico
Máximo		
RootFxc1	6.1	612 kN
FootFyc1	1.3	265 kN
RootFxyz1	6.1	617 kN
RootFzc1	1.4	1490 kN
RootMxc1	1.3	9496 kNm
RootMyc1	6.1	16787 kNm
RootMxyz1	6.1	16865 kNm
RootMzc1	6.1	-225 kNm

continua

		Mínimo
RootFxc1	4.2	-236 kN
FootFyc1	1.3	-403 kN
RootFyyc1	1.4	0 kN
RootFzc1	6.1	-289 kN
RootMxc1	1.3	-6997 kNm
RootMyc1	4.2	-9875 kNm
RootMxyc1	4.2	2 kNm
RootMzc1	6.1	-670 kNm

Fonte: Elaboração própria.

Observa-se que, no caso do cubo, os casos de carregamento de projeto que mais impactam em seu dimensionamento são o DLC 6.1 para os esforços no plano e o caso DLCA 1.4 para o esforço na direção perpendicular.

#### 4.4. Carregamentos de projeto

Uma vez obtidos os valores característicos dos carregamentos, os carregamentos de projeto podem ser determinados com a aplicação dos fatores de segurança adequados. Os valores característicos encontrados para todas as variáveis correspondem a DLCs de situação de projeto normal, logo, o fator de segurança parcial  $\gamma_f$  tem valor 1,35. Como a consequência de falha deste componente pode levar a falha de outra parte da turbina eólica, este é classificado como componente classe 2 e seu fator de segurança parcial é, então,  $\gamma_n = 1$ .

A norma IEC 61400-1 prevê duas maneiras principais de dimensionamento do componente quanto aos carregamentos, a primeira, representada na Tabela 4, considera, de forma conservadora, que todos os carregamentos de projeto atuam na estrutura simultaneamente.

Tabela 4 - Carregamentos de projeto máximos e mínimos

Esforço solicitante	DLC	Fator de segurança parcial $\gamma_f$	Fator de segurança parcial $\gamma_n$	Carregamento de projeto
				Máximo
RootFxc1	6.1			826 kN
FootFyc1	1.3			358 kN
RootFyyc1	6.1			834 kN
RootFzc1	1.4			2012 kN
RootMxc1	1.3			12820 kNm
RootMyc1	6.1			22662 kNm
RootMxyc1	6.1			22767 kNm
RootMzc1	6.1			-304 kNm

		Mínimo
RootFxc1	4.2	-318 kN
FootFyc1	1.3	-544 kN
RootFxyc1	1.4	1 kN
RootFzc1	6.1	-391 kN
RootMxc1	1.3	-9446 kNm
RootMyc1	4.2	-13331 kNm
RootMxyc1	4.2	2 kNm
RootMzc1	6.1	-904 kNm

Fonte: Elaboração própria.

Já a segunda, considera os carregamentos contemporâneos, ou seja, aqueles que de fato acontecem ao mesmo tempo de um determinado carregamento extremo. Na Tabela 5 são representados os carregamentos contemporâneos máximos e na Tabela 6, os carregamentos mínimos, já aplicados os fatores de segurança parciais e com destaque para os valores de maior módulo. As linhas da tabela correspondem ao mesmo instante de tempo. Utilizando esta abordagem, cada uma das situações deve ser avaliada no cálculo estrutural

Tabela 5 - Carregamentos contemporâneos máximos

	RootFxc 1 [kN]	RootFyc 1 [kN]	RootFxyc 1 [kN]	RootFzc 1 [kN]	RootMxc 1 [kN-m]	RootMyc 1 [kN-m]	RootMxyc 1 [kN-m]	RootMzc 1 [kN-m]
RootFxc1 [kN]	826	-103	833	-368	1888	21987	22068	-888
RootFyc1 [kN]	160	358	392	833	-8222	5552	9921	-52
RootFxyc1 [kN]	827	-103	834	-368	1889	22007	22088	-889
RootFzc1 [kN]	294	44	298	2012	-778	9100	9134	-273
RootMxc1 [kN-m]	457	-522	694	1040	12820	13683	18750	-259
RootMyc1 [kN-m]	813	-114	821	-378	2414	22662	22790	-883
RootMxyc 1 [kN-m]	567	-453	726	1222	11476	19663	22767	-304
RootMzc1 [kN-m]	524	435	-681	-1308	-6020	19420	-20332	-304

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 6 - Carregamentos contemporâneos mínimos

	RootFxc 1 [kN]	RootFyc 1 [kN]	RootFxyc 1 [kN]	RootFzc 1 [kN]	RootMxc 1 [kN-m]	RootMyc 1 [kN-m]	RootMxyc 1 [kN-m]	RootMzc 1 [kN-m]
RootFxc1 [kN]	-318	-126	342	764	894	-11317	11352	141
RootFyc1 [kN]	271	-544	607	1158	11865	6183	13379	-250
RootFxyc1 [kN]	0	0	1	814	-320	-1483	1517	-357
RootFzc1 [kN]	804	-114	812	-391	2468	22717	22850	-942
RootMxc1 [kN-m]	-72	333	341	1274	-9446	-5640	11001	-108
RootMyc1 [kN-m]	-284	-161	326	1639	-547	-13331	13342	93
RootMxyc 1 [kN-m]	6	-9	11	-342	-2	0	2	8
RootMzc1 [kN-m]	741	-114	749	-334	2284	19051	19188	-904

Fonte: Elaboração própria.

A Tabela 7 compara os valores de magnitude dos esforços dos carregamentos contemporâneos com aqueles do envelope de maior esforço, destacados na Tabela 4.

Tabela 7 - Relação entre a magnitude dos carregamentos contemporâneos e os carregamentos máximos

	RootFxc 1	RootFyc 1	RootFxyc 1	RootFzc 1	RootMxc 1	RootMyc 1	RootMxyc 1	RootMzc 1
RootFxc1	100%	19%	100%	18%	15%	97%	97%	98%
RootFyc1	33%	100%	73%	58%	93%	27%	59%	28%
RootFxyc1	100%	19%	100%	18%	15%	97%	97%	98%
RootFzc1	36%	8%	36%	100%	6%	40%	40%	30%
RootMxc1	55%	96%	83%	52%	100%	60%	82%	29%
RootMyc1	98%	21%	98%	19%	19%	100%	100%	98%
RootMxyc 1	69%	83%	87%	61%	90%	87%	100%	34%
RootMzc1	90%	21%	90%	17%	18%	84%	84%	100%

Fonte: Elaboração própria.

Em alguns casos, a magnitude do esforço chega a ser apenas 6% do valor extremo correspondente. O uso desta abordagem pode, portanto, conduzir o projeto de estruturas mais leves, de menor custo e mais eficientes.

## 5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O conhecimento dos carregamentos atuantes em uma estrutura é fundamental para seu dimensionamento de forma eficiente. Neste sentido, este estudo buscou, dando enfoque apenas ao cubo do rotor em um primeiro momento, compreender os diversos esforços sobre este componente a partir de um modelo aeroelástico e seguindo das orientações da norma IEC 61400-1.

Em uma análise preliminar, foi reduzida pela metade a massa do cubo, devido a seu valor elevado no modelo original da turbina analisada, se comparado ao de modelos comerciais, e notado o potencial de ganhos. Dentre as consequências, foi visto que os esforços em outros pontos da turbina podem se alterar consideravelmente e, assim, possivelmente desencadear a redução de massa também no restante das estruturas de apoio, como nacelle e torre, que têm um custo elevado.

Como se sabe, os esforços mecânicos atuantes na turbina não crescem de forma linear com o tamanho do rotor. Indicativo de que cada turbina necessita de um projeto específico de cubo, dificilmente reproduzível apenas com sua variação proporcional.

Neste estudo foram avaliados apenas os carregamentos máximos atuantes no cubo na conexão com a pá. Entretanto, alguns autores apontam que neste componente o dimensionamento para a vida em fadiga pode ser o fator preponderante no projeto, de forma a suportar o período mínimo de 20 anos de operação previsto em norma. Portanto, uma análise posterior deve ser feita para este fim.

Apesar das simulações desenvolvidas envolverem parte das principais situações críticas de projeto, é necessário estabelecer melhores regras no sistema supervisório e circunstâncias de falhas dos sistemas de controle para uma análise completa. Ainda, um melhor ajuste dos sistemas de controle pode contribuir com a redução dos esforços.

A avaliação de todos resultados simulados, permitiu verificar que um dos casos críticos para o projeto de cubo é o DLC 6.1, correspondente a um vento extremo com período de retorno de 50 anos. Ainda, o caso DLC 1.4 apresentou o maior carregamento normal na raiz da pá, isto pode ter relação com a resposta do controle ao transiente, que permitiu um maior sobressinal da velocidade de rotação, gerando uma maior força centrípeta.

Como o uso dos carregamentos máximos atuando simultaneamente superdimensiona o projeto do componente, foram apresentados também os carregamentos contemporâneos e mostrada a diferença percentual destes com os primeiros. Em alguns casos esta diferença é significativa.

Além do cubo utilizado no estudo de caso, a sequência de etapas adotada neste trabalho permite a aplicação do método para outros componentes da turbina, salvaguardadas as especificidades de cada um. O procedimento adotado, pode ser utilizado também para avaliação da integridade estrutural com referência às condições específicas do local de instalação.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA. **Energia eólica ultrapassa 20 GW de capacidade instalada no Brasil.** Disponível em: <https://abeeolica.org.br/energia-eolica-ultrapassa-20-gw-de-capacidade-instalada-no-brasil/>. Acesso em: 7 de dezembro de 2021.

AHLSTRÖM, A. **Aeroelastic simulation of wind turbine dynamics.** 2005. Tese (Doutorado) – Department of Mechanics, Royal Institute of Technology, Stockholm, 2005.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Brasil bate recorde de expansão de usinas eólicas em um ano; marca anterior era de 2014.** Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2022/brasil-bate-recorde-de-expansao-de-usinas-eolicas-em-um-ano-marca-anterior-era-de-2014>. Acesso em: 7 de dezembro de 2021.

BVG ASSOCIATES. **Guide to an offshore wind farm.** Cricklade: BVG Associates, 2019. 128 p.

CADUFF, M. *et al.* Wind Power Electricity: The Bigger the Turbine, The Greener the Electricity? **Environmental Science & Technology**, v. 46, p. 4725–4733, 2012.

GASMI, A. *et al.* Numerical Stability and Accuracy of Temporally Coupled Multi-Physics Modules in Wind-Turbine CAE Tools. *In: 51st AIAA Aerospace Sciences Meeting Including the New Horizons Forum and Aerospace Exposition 2013*, 2013. **AIAA Meeting Papers**. Grapevine, 2013.

GUTIÉRREZ, N. Sakana fundirá la pieza más grande de España destinada al sector eólico. **Diario de Navarra**, Navarra, 25 de abril de 2013. Disponível em: [https://www.diariodenavarra.es/noticias/navarra/zona\\_norte\\_occidental/2013/04/26/sakana\\_fundira\\_pieza\\_mas\\_grande\\_espana\\_destinada\\_sector\\_eolico\\_115372\\_1009.html](https://www.diariodenavarra.es/noticias/navarra/zona_norte_occidental/2013/04/26/sakana_fundira_pieza_mas_grande_espana_destinada_sector_eolico_115372_1009.html) Acesso em: 8 de março de 2022.

HANSEN, C. **Pitch Control Systems for the WindPACT Rotor Design Study.** Windward Engineering LLC, Tech. Rep., 2001.

HAU, E. **Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics.** 2nd ed. Krailling, Springer, 2006. 792 p.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 61400-1:** Wind energy generation systems: Part 1: Design requirements. Readline version. 4th ed. Geneva, 2019. 354 p.

JONKMAN, J. M. e BUHL, M. L. **FAST User's Guide.** National Renewable Energy Laboratory, Golden, 2005.

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

KANE, T. R. e LEVINSON, D. A. **Dynamics Theory and Applications**. McGraw-Hill, 1985.

MALCOLM, D. J. e HANSEN, A. C. **WindPACT Turbine Rotor Design Study**. Subcontract Report. National Renewable Energy Laboratory, Golden, 2006.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Nacional de Energia 2050**. Brasília: MME/EPE, 2020. 243 p.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanço Energético Nacional 2021**. Rio de Janeiro: MME/EPE, 2021. 268 p.

MORIARTY, P. J. e HANSEN, A. C. **Aerodyn Theory Manual**. Technical Report. National Renewable Energy Laboratory, Golden, 2005.

RINKER, J. e DYKES, K. **WindPACT Reference Wind Turbines**. National Renewable Energy Laboratory, Golden, 2018.

ROEDTER, H. e GAGNÉ, M. Ductile Iron for Heavy Section Windmill Castings: A European Experience. *In: The Ductile Iron Society's 2003 Keith D. Millis World Symposium on Ductile Iron*, 2003. South Carolina, 2003.

SIEROS, G. *et al.* Upscaling Wind Turbines: theoretical and practical aspects and their impact on the cost of energy. **Wind Energy**, v. 15(1), p. 3-17, 2012.

VALPY, B. e ENGLISH, P. **Future renewable energy costs: onshore wind**. KIC InnoEnergy. Eindhoven, 2014. 72 p.

WILLEY, L. Chapter 6 – Design and development of megawatt wind turbines. *In: TONG, W. Wind Power Generation and Wind Turbine Design*. Witpress, 2010.

## APÊNDICE A – DESIGN LOAD CASES (DLC) SIMULADOS

### DLC 1.1

Tabela 8 - Descrição das simulações feitas para o caso DLC 1.1

	Mean wind speed [m/s]	Longitudinal turbulence intensity	Wind direction [°]
1.1aa	3	41,9%	-8
1.1ab			0
1.1ac			8
1.2ba	5	29,9%	-8
1.1bb			0
1.1bc			8
1.1ca	7	24,8%	-8
1.1cb			0
1.1cc			8
1.1da	9	22,0%	-8
1.1db			0
1.1dc			8
1.1ea	11	20,1%	-8
1.1eb			0
1.1ec			8
1.1fa	13	18,9%	-8
1.1fb			0
1.1fc			8
1.1ga	14	18,4%	-8
1.1gb			0
1.1gc			8
1.1ha	15	18,0%	-8
1.1hb			0
1.1hc			8
1.1ia	17	17,3%	-8
1.1ib			0
1.1ic			8
1.1ja	19	16,7%	-8
1.1jb			0
1.1jc			8
1.1ka	21	16,3%	-8
1.1kb			0
1.1kc			8
1.1la	23	15,9%	-8
1.1lb			0
1.1lc			8
1.1ma	25	15,6%	-8
1.1mb			0
1.1mc			8

Fonte: Elaboração própria.

### DLC 1.3

Tabela 9 - Descrição das simulações feitas para o caso DLC 1.3

	Mean wind speed [m/s]	Longitudinal turbulence intensity	Wind direction [°]
1.3aa	3	92,75%	-8
1.3ab			0
1.3ac			8
1.3ba	5	58,99%	-8
1.3bb			0
1.3bc			8
1.3ca	7	44,52%	-8
1.3cb			0
1.3cc			8
1.3da	9	36,48%	-8
1.3db			0
1.3dc			8
1.3ea	11	31,37%	-8
1.3eb			0
1.3ec			8
1.3fa	13	27,83%	-8
1.3fb			0
1.3fc			8
1.3ga	14	26,44%	-8
1.3gb			0
1.3gc			8
1.3ha	15	25,23%	-8
1.3hb			0
1.3hc			8
1.3ia	17	23,25%	-8
1.3ib			0
1.3ic			8
1.3ja	19	21,68%	-8
1.3jb			0
1.3jc			8
1.3ka	21	20,41%	-8
1.3kb			0
1.3kc			8
1.3la	23	19,36%	-8
1.3lb			0
1.3lc			8
1.3ma	25	18,48%	-8
1.3mb			0
1.3mc			8

Fonte: Elaboração própria.

**DLC 1.4**

Tabela 10 - Descrição das simulações feitas para o caso DLC 1.4

	Mean wind speed [m/s]	Gust magnitude [m/s]	Gust rise time [s]	Direction change rise time [s]	Direction change [°]	Wind direction [°]
1.4aaa	12	15,00	10	60,0	-8	
1.4aab					0	
1.4aac					8	
1.4aba				-60,0	-8	
1.4abb					0	
1.4abc					8	
1.4baa	14	15,00	10	51,4	-8	
1.4bab					0	
1.4bac					8	
1.4bba				-51,4	-8	
1.4bbb					0	
1.4bbc					8	
1.4caa	16	15,00	10	45,0	-8	
1.4cab					0	
1.4cac					8	
1.4cba				-45,0	-8	
1.4cbb					0	
1.4cbc					8	

Fonte: Elaboração própria.

**DLC 1.5**

Tabela 11 - Descrição das simulações feitas para o caso DLC 1.5

	Mean wind speed [m/s]	Shear time period [s]	Shear direction	Shear magnitude (tip to tip) [m/s]	Wind direction [°]
1.5aaaa	14	12,0	Horizontal	7,4	-8
1.5aaab					0
1.5aaac					8
1.5aaba				-7,4	-8
1.5aabb					0
1.5aabc					8
1.5abaa			Vertical	6,9	-8
1.5abab					0
1.5abac					8
1.5abba				-6,9	-8
1.5abbb					0
1.5abbc					8
1.5baaa	25	12,0	Horizontal	9,9	-8
1.5baab					0
1.5baac					8
1.5baba				-9,9	-8
1.5babb					0
1.5babc					8
1.5bbaa			Vertical	9,1	-8
1.5bbab					0
1.5bbac					8
1.5bbba				-9,1	-8
1.5bbbb					0
1.5bbbc					8

Fonte: Elaboração própria.

**DLC 4.2**

Tabela 12 - Descrição das simulações feitas para o caso DLC 4.2

	Initial wind speed [m/s]	Gust magnitude [m/s]	Gust time period [s]	Shutdown initiation time [s]	Wind direction [°]
4.2aaa	12	4,8	10,5	$t_{startgust}+0$	-8
4.2aab					0
4.2aac					8
4.2aba				$t_{startgust}+4$	-8
4.2abb					0
4.2abc					8
4.2aca				$t_{startgust}+5,25$	-8
4.2acb					0
4.2acc					8
4.2baa	14	4,8	10,5	$t_{startgust}+0$	-8
4.2bab					0
4.2bac					8
4.2bba				$t_{startgust}+4$	-8
4.2bbb					0
4.2bbc					8
4.2bca				$t_{startgust}+5,25$	-8
4.2bcb					0
4.2bcc					8
4.2caa	16	4,8	10,5	$t_{startgust}+0$	-8
4.2cab					0
4.2cac					8
4.2cba				$t_{startgust}+4$	-8
4.2cbb					0
4.2cbc					8
4.2cca				$t_{startgust}+5,25$	-8
4.2ccb					0
4.2ccc					8
4.2daa	25	4,8	10,5	$t_{startgust}+0$	-8
4.2dab					0
4.2dac					8
4.2dba				$t_{startgust}+4$	-8
4.2dbb					0
4.2dbc					8
4.2dca				$t_{startgust}+5,25$	-8
4.2dcb					0
4.2dcc					8

Fonte: Elaboração própria.

**DLC 5.1**

Tabela 13 - Descrição das simulações feitas para o caso DLC 5.1

	Initial wind speed [m/s]	Shutdown initiation time [s]	Wind direction [°]
5.1aa			-8
5.1ab	12		0
5.1ac			8
5.1ba			-8
5.1bb	14		0
5.1bc			8
5.1ca			-8
5.1cb	16		0
5.1cc			8
5.1da			-8
5.1db	25		0
5.1dc			8

Fonte: Elaboração própria.

**DLC 6.1**

Tabela 14 - Descrição das simulações feitas para o caso DLC 6.1

	Mean wind speed [m/s]	Longitudinal turbulence intensity	Wind direction [°]	Seed
6.1aa				907
6.1ab			-8	13428
6.1ac				81101
6.1ba				907
6.1bb	59,5	13,5%	0	13428
6.1bc				81101
6.1ba				907
6.1bb			8	13428
6.1bc				81101

Fonte: Elaboração própria.

### DLC 6.3

Tabela 15 - Descrição das simulações feitas para o caso DLC 6.3

	Mean wind speed [m/s]	Longitudinal turbulence intensity	Wind direction [°]	Seed
6.3aa	47,6	13,9%	-20	907
6.3ab				13428
6.3ac				81101
6.3ba			0	907
6.3bb				13428
6.3bc				81101
6.3ba			20	907
6.3bb				13428
6.3bc				81101

Fonte: Elaboração própria.

## ANEXO A – PROPRIEDADES DISTRIBUÍDAS DAS PÁS E TORRE DA TURBINA DE REFERÊNCIA WINDPACT 5.0-MW

Tabela 16 - Propriedades estruturais distribuídas da pá.

Radius (m)	BIFract (-)	Aero- Cent (-)	Strc- Twst (°)	BMass- Den (kg/m)	FlpStff (N-m <sup>2</sup> )	EdgStff (N-m <sup>2</sup> )	GJStff (N-m <sup>2</sup> )	EAStff (N)
3.2	0.00000	0.250	11.10	3708.41	6.3721E+10	6.3721E+10	2.2058E+10	4.2583E+10
4.5	0.02105	0.250	11.10	622.32	1.4037E+10	1.4037E+10	4.9050E+09	9.4692E+09
6.4	0.05263	0.229	11.10	632.67	1.2398E+10	1.3799E+10	4.1117E+09	9.4146E+09
9.6	0.10526	0.201	11.10	649.91	9.6664E+09	1.3403E+10	2.7896E+09	9.3235E+09
12.8	0.15790	0.179	11.10	667.16	6.9348E+09	1.3008E+10	1.4674E+09	9.2325E+09
16.0	0.21053	0.160	11.10	684.40	4.2033E+09	1.2612E+10	1.4530E+08	9.1414E+09
19.2	0.26316	0.165	9.50	650.77	3.5661E+09	1.0597E+10	1.2782E+08	8.6929E+09
22.4	0.31579	0.170	7.90	617.15	2.9289E+09	8.5831E+09	1.1033E+08	8.2443E+09
25.6	0.36842	0.176	6.30	583.52	2.2917E+09	6.5688E+09	9.2838E+07	7.7958E+09
28.8	0.42105	0.183	4.70	549.90	1.6545E+09	4.5546E+09	7.5350E+07	7.3472E+09
32.0	0.47368	0.190	3.10	516.27	1.0173E+09	2.5403E+09	5.7861E+07	6.8987E+09
35.2	0.52632	0.194	2.60	458.05	8.4566E+08	2.1543E+09	4.8610E+07	6.1004E+09
38.4	0.57895	0.200	2.10	399.83	6.7405E+08	1.7684E+09	3.9359E+07	5.3021E+09
41.6	0.63158	0.205	1.60	341.60	5.0244E+08	1.3824E+09	3.0108E+07	4.5038E+09
44.8	0.68421	0.212	1.10	283.38	3.3083E+08	9.9640E+08	2.0856E+07	3.7056E+09
48.0	0.73684	0.220	0.60	225.16	1.5922E+08	6.1041E+08	1.1605E+07	2.9073E+09
51.2	0.78947	0.224	0.48	184.52	1.2769E+08	4.9906E+08	9.5317E+06	2.3730E+09
54.4	0.84210	0.229	0.36	143.89	9.6158E+07	3.8770E+08	7.4582E+06	1.8387E+09
57.6	0.89474	0.234	0.24	103.25	6.4625E+07	2.7634E+08	5.3846E+06	1.3044E+09
60.8	0.94737	0.241	0.12	62.62	3.3093E+07	1.6498E+08	3.3111E+06	7.7003E+08
64.0	1.00000	0.250	0.00	21.99	1.5598E+06	5.3624E+07	1.2375E+06	2.3571E+08

Fonte: Rinker e Dykes (2018).

Tabela 17 - Propriedades aerodinâmicas distribuídas da pá.

Node (-)	RNodes (m)	AeroTwst (°)	DRNodes (m)	Chord (m)	Airfoil (-)
1	5.22667	11.10	4.05333	3.564	cylinder.dat
2	9.28000	11.10	4.05333	4.150	s818_2703.dat
3	13.33333	11.10	4.05333	4.735	s818_2703.dat
4	17.38667	10.41	4.05333	5.016	s818_2703.dat
5	21.44000	8.38	4.05333	4.714	s818_2703.dat
6	25.49333	6.35	4.05333	4.411	s818_2703.dat
7	29.54667	4.33	4.05333	4.109	s818_2703.dat
8	33.60000	2.85	4.05333	3.806	s825_2103.dat
9	37.65333	2.22	4.05333	3.504	s825_2103.dat
10	41.70667	1.58	4.05333	3.201	s825_2103.dat
11	45.76000	0.95	4.05333	2.898	s825_2103.dat
12	49.81333	0.53	4.05333	2.609	s825_2103.dat
13	53.86667	0.38	4.05333	2.337	s825_2103.dat
14	57.92000	0.23	4.05333	2.065	s826_1603.dat
15	61.97333	0.08	4.05333	1.793	s826_1603.dat

Fonte: Rinker e Dykes (2018).

Tabela 18 - Propriedades estruturais distribuídas da torre

Elevation (m)	HtFract (-)	TMassDen (kg/m)	TwFASStif (N·m <sup>2</sup> )	TwSSStif (N·m <sup>2</sup> )	TwGJStif (N·m <sup>2</sup> )	TwrEASStif (N)
0.000	0.00000	9401.518	2.949e+12	2.949e+12	2.269e+12	2.281e+11
16.786	0.11111	8269.715	2.278e+12	2.278e+12	1.752e+12	2.007e+11
33.572	0.22222	7210.463	1.728e+12	1.728e+12	1.330e+12	1.750e+11
50.357	0.33333	6223.762	1.285e+12	1.285e+12	9.883e+11	1.510e+11
67.143	0.44444	5309.611	9.326e+11	9.326e+11	7.174e+11	1.288e+11
83.929	0.55556	4468.012	6.584e+11	6.584e+11	5.064e+11	1.084e+11
100.715	0.66667	3698.963	4.495e+11	4.495e+11	3.458e+11	8.975e+10
117.500	0.77778	3002.465	2.948e+11	2.948e+11	2.268e+11	7.285e+10
134.286	0.88889	2378.518	1.840e+11	1.840e+11	1.415e+11	5.771e+10
151.072	1.00000	1827.121	1.078e+11	1.078e+11	8.291e+10	4.433e+10

Fonte: Rinker e Dykes (2018).

## ANEXO B – DESIGN LOAD CASES (DLC)

Tabela 2 da norma *IEC 61400-1 Wind energy generation systems – Parte 1: Design requirements*.

Tabela 19 - Tabela 2 da norma IEC 61400-1: Design Load Cases (DLC)

Design situation	DLC	Wind condition	Other conditions	Type of analysis	Partial safety factors
1) Power production	1.1	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	For extrapolation of extreme events	U	N
	1.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		F	*
	1.3	ETM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		U	N
	1.4	ECD $V_{hub} = V_r - 2 \text{ m/s}, V_r, V_r + 2 \text{ m/s}$		U	N
	1.5	EWS $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		U	N
2) Power production plus occurrence of fault	2.1	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Normal control system fault or loss of electrical network or primary layer control function fault (see 7.4.3)	U	N
	2.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Abnormal control system fault or secondary layer protection function related fault (see 7.4.3)	U	A
	2.3	EOG $V_{hub} = V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and $V_{out}$	External or internal electrical fault including loss of electrical network	U	A
	2.4	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Control system fault, electrical fault or loss of electrical network	F	*
	2.5	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	Low voltage ride through	U	N
3) Start-up	3.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		F	*
	3.2	EOG $V_{hub} = V_{in}, V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and $V_{out}$		U	N
	3.3	EDC $V_{hub} = V_{in}, V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and $V_{out}$		U	N
4) Normal shutdown	4.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$		F	*
	4.2	EOG $V_{hub} = V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and $V_{out}$		U	N
5) Emergency stop	5.1	NTM $V_{hub} = V_r \pm 2 \text{ m/s}$ and $V_{out}$		U	N
6) Parked (standing still or idling)	6.1	EWM 50-year return period		U	N
	6.2	EWM 50-year return period	Loss of electrical network connection	U	A
	6.3	EWM 1-year return period	Extreme yaw misalignment	U	N
	6.4	NTM $V_{hub} < 0,7 V_{ref}$		F	*
7) Parked and fault conditions	7.1	EWM 1-year return period		U	A
8) Transport, assembly, maintenance and repair	8.1	NTM $V_{main} \text{ to be stated by the manufacturer}$		U	N
	8.2	EWM 1-year return period		U	A

Key	
DLC	Design load case
ECD	Extreme coherent gust with direction change (see 6.3.3.6)
EDC	Extreme direction change (see 6.3.3.5)
EOG	Extreme operating gust (see 6.3.3.3)
EWM	Extreme wind speed model (see 6.3.3.2)
EWS	Extreme wind shear (see 6.3.3.7)
NTM	Normal turbulence model (see 6.3.2.3)
ETM	Extreme turbulence model (see 6.3.3.4)
NWP	Normal wind profile model (see 6.3.2.2)
$V_r \pm 2$ m/s	Sensitivity to all wind speeds in the range shall be analysed
F	Fatigue (see 7.6.3)
U	Ultimate strength (see 7.6.2)
N	Normal
A	Abnormal
*	Partial safety for fatigue (see 7.6.3)

Fonte: International Electrotechnical Commission (2019).

Em tipo de análise, “F” se refere a análise de carregamentos de fadiga e “U” se refere à análise de carregamentos limites. Para os carregamentos do tipo “U”, os fatores parciais de segurança são classificados em normal “N” ou abnormal “A”.