

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA

ANÁLISE NUMÉRICA DA INFLUÊNCIA DAS CARACTERÍSTICAS DO VENTO EM  
DIFERENTES REGIÕES DO BRASIL NO DESEMPENHO AERODINÂMICO E  
POTÊNCIA MÉDIA DE UM AEROGERADOR

por

Guilherme Pasqualli Gallon

Dissertação para obtenção do Título de  
Mestre em Engenharia

Porto Alegre, Junho de 2019.

ANÁLISE NUMÉRICA DA INFLUÊNCIA DAS CARACTERÍSTICAS DO VENTO EM  
DIFERENTES REGIÕES DO BRASIL NO DESEMPENHO AERODINÂMICO E  
POTÊNCIA MÉDIA DE UM AEROGERADOR

por

Guilherme Pasqualli Gallon

Engenheiro Mecânico

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do Título de

Mestre em Engenharia

Área de Concentração: Energia

Orientador: Prof<sup>ª</sup>. Dr<sup>ª</sup>. Adriane Prisco Petry

Aprovada por:

Dr<sup>ª</sup>. Jussara Maria Leite Mattuella, LAC/UFRGS

Prof. Dr. Bardo Ernst Josef Bodmann, PROMEC/UFRGS

Prof. Dr. Alexandre Vagtinski de Paula, DEMEC/UFRGS

Prof. Dr. Fernando Marcelo Pereira

Coordenador do PROMEC

Porto Alegre, 18 de Junho de 2019.

## AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais e irmão por terem acreditado que eu poderia seguir em frente com meus estudos e terem financiado minha formação básica, a qual permitiu que eu ingressasse na UFRGS.

Agradeço a todo o povo brasileiro, responsável pelo financiamento de todas as universidades públicas brasileiras.

À Universidade Federal do Rio Grande do Sul, à Escola de Engenharia e ao PROMEC por possibilitarem a realização deste trabalho.

À minha orientadora, Professora Dr<sup>a</sup>. Adriane Prisco Petry, pela disponibilidade e ajuda ao repassar seus conhecimentos e por ter me dado a oportunidade de trabalharmos juntos durante este projeto.

Agradeço a todos os envolvidos que de forma direta ou indireta contribuíram para a realização desta dissertação e deixo meu agradecimento especial aos colegas e amigos Álvaro Machado, Alysson Sehn, Leonardo Kothe, Leonardo Barriatto, Samuel Hartmann e William Radünz pela ajuda em sanar dúvidas chave, auxílio na simulação computacional, revisões textuais e fornecimento de dados de vento utilizados no estudo.

Agradeço também à empresa DNV GL por permitir a realização de uma pós-graduação flexibilizando os horários de trabalho, além de ser onde eu adquiri a maior parte do meu conhecimento em estudos eólicos.

Por fim deixo meu agradecimento à minha companheira para todas as horas, Édina Poletto, pelo suporte psicológico fornecido, principalmente nos momentos que tive vontade de desistir, além da ajuda com revisões textuais.

## RESUMO

O objetivo deste trabalho é analisar o efeito de três diferentes características do recurso eólico, em três locais do Brasil, no desempenho aerodinâmico e na potência média de um aerogerador de grande porte. Os efeitos são causados a partir da variação do perfil vertical, da intensidade de turbulência e estabilidade atmosférica do vento e os locais estudados estão localizados no Rio Grande do Sul, Bahia e Ceará. Para tanto, foram utilizados dados reais de medição para a definição dos perfis verticais, bem como dos níveis de intensidade de turbulência. Os dados, em base horária, também foram agrupados de acordo com o tipo de regime eólico, quando possível. Para estimar o impacto dos efeitos, foi utilizado o aerogerador de referência NREL WindPACT de 1,5 MW de potência, 70 metros de diâmetro e 84 metros de altura do cubo do rotor. O estudo foi realizado por meio de simulações numéricas, implementadas com a utilização do *software Ansys® Fluent®*, utilizando o modelo RANS com o método dos volumes finitos para resolução das equações governantes e com modelo de turbulência k- $\epsilon$  de escoamentos atmosféricos para a resolução do problema de fechamento. A malha utilizada possui volumes tetraédricos não estruturados, com elementos prismáticos nas superfícies de maior interesse. Foram estudados cinco diferentes perfis verticais e três diferentes valores de intensidade turbulência e, a partir desses oito resultados, foi possível também estimar o impacto da estabilidade atmosférica em um dos locais do estudo. Identificou-se que, diferentes perfis verticais do vento, com iguais velocidades à altura do cubo e iguais intensidades de turbulência, apresentam grande variação de acordo com seu coeficiente de extrapolação vertical alfa, podendo apresentar até 15% de diferença na potência média do aerogerador. No caso da intensidade de turbulência, a cada incremento de 5% da mesma, uma variação de aproximadamente 3% se reflete na potência média do aerogerador. Por fim, analisou-se o impacto da estabilidade atmosférica, observando que a mesma representa até 3,7% de diferença na potência média do aerogerador.

Palavras-chave: Energia Eólica; Perfil Vertical; Intensidade de Turbulência; Estabilidade Atmosférica; NREL WindPACT 1,5 MW; CFD.

## ABSTRACT

The objective of this work is to analyse the impact of three different wind regime characteristics, in three locations of Brazil, in the aerodynamic performance and average power output of a large scale wind turbine generator. The effects are caused by the vertical wind profile variation, the wind turbulence intensity and the wind atmospheric stability. The locations studied are located in the states of Rio Grande do Sul, Bahia and Ceará. For the study, it has been used real wind measurements for the vertical wind profile definition, as well as for the turbulence intensity. The wind data, in hourly basis, have been categorized according to the wind regime, where possible. To estimate the impact of these effects, it has been used the NREL WindPACT 1,5 MW reference wind turbine, with 70 metres rotor diameter and 84 metres hub height. The analysis was made via numerical simulations, with the software Ansys® Fluent®, using RANS model and finite volumes method for the resolution of the governing equations and k- $\epsilon$  turbulence model for the closure problem. For the meshing, it has been used non-structured tetrahedral volumes with prismatic elements on surfaces of greater interest. It has been studied five different vertical wind profiles and three different values of turbulence intensity. With these eight results, it has also been possible to estimate the atmospheric stability impact in one of the locations of the study. It has been found that different vertical wind profiles, with the same hub height wind speed and the same turbulence intensity, may present up to 15% variation in terms of wind turbine average power, depending on the vertical wind profile alfa. For the turbulence intensity tests, for each 5% increment of it, a variation of approximately 3% is expected on the average wind turbine power. Finally, it has been analysed the impact of the atmospheric stability, observing that it represents up to 3,7% difference in the average wind turbine power.

Keywords: Wind Energy; Vertical Wind Profile; Turbulence Intensity; Atmospheric Stability; NREL WindPACT 1,5 MW; CFD.

# ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>1</b>
1.1	Revisão bibliográfica .....	4
1.2	Justificativa e objetivos .....	7
1.3	Organização do trabalho .....	8
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA .....</b>	<b>10</b>
2.1	O vento.....	10
2.1.1	Camada Limite Atmosférica .....	11
2.1.2	Camada Limite Superficial .....	13
2.1.3	Estratificação térmica e estabilidade atmosférica .....	14
2.2	Avaliação do local de interesse .....	16
2.2.1	Recurso eólico no local do projeto.....	16
2.2.2	Medição do vento.....	18
2.2.3	Estimativa de longo prazo.....	19
2.2.4	Distribuição de frequências.....	20
2.2.5	Extrapolção vertical e horizontal do recurso eólico .....	21
2.3	Conversão de energia .....	21
2.3.1	Aerodinâmica das turbinas eólicas de eixo horizontal (TEEH).....	22
2.3.2	O limite de Betz .....	23
2.3.3	Teoria do elemento de pá.....	24
2.3.4	Curva de potência de um aerogerador.....	25
2.3.5	Produção de energia anual bruta .....	26
2.3.6	Perdas .....	27
2.4	Modelagem do escoamento.....	29
2.4.1	Modelagem matemática RANS .....	31
2.4.2	O modelo de turbulência k- $\epsilon$ aplicado à CLA.....	31
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA .....</b>	<b>33</b>
3.1	Dados de vento.....	33
3.1.1	Local 1 – Rio Grande do Sul.....	33
3.1.2	Local 2 – Interior da Bahia .....	36
3.1.3	Local 3 – Litoral do Ceará .....	38

3.2	Dados de entrada do modelo.....	40
3.2.1	O aerogerador.....	40
3.2.2	Os perfis verticais .....	42
3.3	Modelo Computacional.....	44
3.3.1	Domínio computacional e discretização numérica .....	44
3.3.2	Análise da qualidade da malha.....	46
<b>4</b>	<b>RESULTADOS .....</b>	<b>50</b>
4.1	Impacto do perfil vertical.....	51
4.2	Impacto da intensidade de turbulência.....	53
4.3	Impacto da estabilidade atmosférica .....	55
<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES E PROPOSTAS FUTURAS .....</b>	<b>58</b>
5.1	Propostas futuras .....	59
	<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....</b>	<b>60</b>
	<b>APÊNDICE A Código fonte do perfil vertical (UDF). .....</b>	<b>64</b>
	<b>APÊNDICE B Resultados.....</b>	<b>65</b>
	<b>ANEXO I Torre anemométrica padrão EPE.....</b>	<b>68</b>
	<b>ANEXO II Curva de potência do aerogerador.....</b>	<b>69</b>
	<b>ANEXO III Perfis aerodinâmicos unitários da pá do aerogerador. ....</b>	<b>70</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1	Evolução global da capacidade instalada acumulada e variação percentual em relação ao ano anterior [adaptado de GWEC, 2018].	1
Figura 1.2	Evolução da altura do cubo do rotor, do diâmetro e da potência nominal, ponderados pelo número de aerogeradores implantados no Brasil [dados obtidos de BIG, 2019 e SIGEL, 2019].	3
Figura 2.1	Representação da radiação solar desigual na superfície da Terra e do caminho percorrido pelas massas de ar que dão origem aos ventos [retirado de CEPEL, 2001].	10
Figura 2.2	Características e fenômenos nos diversos níveis atmosféricos da Terra [retirado de UCAR, 2019].	11
Figura 2.3	Representação da estrutura da CLA [adaptado de Roedel e Wagner, 2000].	12
Figura 2.4	Perfil vertical da velocidade do vento para os casos instável (traço ponto), neutro (tracejado) e estável (contínuo) [retirado de Zhang, 2015].	15
Figura 2.5	Perfis do vento idealizados para três diferentes tipos de terrenos [adaptado de Zhang, 2015].	17
Figura 2.6	Representação da reconstrução de dados de medição de vento (MCP).	20
Figura 2.7	Distribuição de frequências de velocidade (esq.) e de direção (dir.) [adaptado de Barriatto, 2018].	21
Figura 2.8	Tubo de extração de energia (esq.) e disco atuador com tubo (dir.) de uma TEEH [retirado de Burton et al., 2011].	22
Figura 2.9	Triângulo de velocidades em um elemento de pá e forças resultantes de sustentação e arrasto [adaptado de Ivanell, 2009].	24
Figura 2.10	Curva e coeficiente de potência da máquina Enercon E101 3050 kW [fonte: Wobben Enercon] e frequência de ocorrência do vento para uma torre no interior da Bahia [Barriatto, 2018].	26
Figura 3.1	Perfil diurno da velocidade do vento em três alturas distintas para uma torre em PAN [retirado de Radünz, 2018].	34
Figura 3.2	Perfil vertical e medições reais para uma torre anemométrica em SFOP e outra em PAN.	35
Figura 3.3	Perfil vertical para uma torre anemométrica na BA [retirado de Barriatto, 2018].	36
Figura 3.4	Perfil diurno de alfa e da intensidade de turbulência para uma torre na BA [adaptado de Barriatto, 2018].	37
Figura 3.5	Perfis verticais e medições reais para uma torre anemométrica na BA.	38
Figura 3.6	Velocidades médias mensais para uma torre anemométrica no CE [retirado de Linard, 2010].	39
Figura 3.7	Perfis verticais do vento com diferentes alfas e medições reais para uma torre anemométrica no CE.	40

Figura 3.8	Perfil da pá (esq.) e rotor do aerogerador (dir.).....	42
Figura 3.9	Perfis verticais da velocidade do vento escalonados e representação em escala do aerogerador utilizado no presente estudo [aerogerador adaptado de Zhang, 2015]......	43
Figura 3.10	Domínio e condições de contorno do modelo utilizado no estudo. ....	45
Figura 3.11	Perfil vertical do vento ao longo do domínio externo e à montante do rotor para o caso Extremo. ....	46
Figura 3.12	Convergência do modelo em termos do torque estático. ....	47
Figura 3.13	Detalhes da malha Intermediária 2: domínio externo (sup. esq.), domínio interno (sup. dir.), cubo do rotor (inf. esq.) e superfície de uma das pás (inf. dir.).....	48
Figura 3.14	Distribuição de $y^+$ no rotor utilizado no estudo. ....	49
Figura 4.1	Convergência do torque dinâmico ao longo dos passos de tempo computacional para o caso BA I. ....	50
Figura 4.2	Variação do torque dinâmico para uma pá do aerogerador em cada um dos cinco casos de perfil vertical estudados. ....	51
Figura 4.3	Potência média do aerogerador para os cinco casos de perfil vertical estudados. ....	52
Figura 4.4	Variação do torque dinâmico para uma pá do aerogerador em cada um dos três casos de intensidade de turbulência estudados. ....	53
Figura 4.5	Potência média do aerogerador para os três casos de intensidade de turbulência estudados. ....	54
Figura I.1	Torre anemométrica padrão EPE [retirado de EPE, 2016]. ....	68
Figura III.1	Perfis unitários NREL WindPACT 1,5MW.....	72
Figura B.1	Variação do torque dinâmico nas três pás do aerogerador para o caso Uniforme. ....	65
Figura B.2	Variação do torque dinâmico nas três pás do aerogerador para o caso BA I. ....	65
Figura B.3	Variação do torque dinâmico nas três pás do aerogerador para o caso BA N.....	65
Figura B.4	Variação do torque dinâmico nas três pás do aerogerador para o caso BA E. ....	66
Figura B.5	Variação do torque dinâmico nas três pás do aerogerador para o caso Extremo. ....	66
Figura B.6	Variação do torque dinâmico nas três pás do aerogerador para o caso BA E 5. ....	66
Figura B.7	Variação do torque dinâmico nas três pás do aerogerador para o caso BA E 10. ....	67
Figura B.8	Variação do torque dinâmico nas três pás do aerogerador para o caso BA E 15. ....	67

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1	Valores típicos de comprimento de rugosidade [adaptado de Barriatto, 2018]....	13
Tabela 3.1	Velocidades médias para três alturas distintas em uma torre em SFOP [adaptado de Breitenbach, 2016].....	33
Tabela 3.2	Perfil diário do alfa para uma torre anemométrica em PAN. ....	35
Tabela 3.3	Varição horária média do coeficiente de extrapolação vertical alfa e classificação do regime para a torre na BA. ....	37
Tabela 3.4	Alfa e IT médios para cada tipo de regime para a torre na BA. ....	38
Tabela 3.5	Velocidade média para três alturas distintas em uma torre no CE. ....	39
Tabela 3.6	Características do aerogerador [Rinker e Dykes, 2018]. ....	40
Tabela 3.7	Parâmetros da pá do aerogerador NREL WindPACT 1,5MW.....	41
Tabela 3.8	Número de volumes, torque estático e suas respectivas variações percentuais....	46
Tabela 4.1	Alfa médio para cada tipo de regime para as torres na BA e em PAN.....	55
Tabela 4.2	Resultados de PM simulada, IT medida e PM corrigida para os três tipos de regime eólico do interior da Bahia. ....	56
Tabela II.1	Curva de potência do aerogerador NREL WindPACT 1,5 MW [Sanchez, 2014]. .....	69
Tabela III.1	Perfil circular unitário.....	70
Tabela III.2	Perfis unitários NREL WindPACT 1,5 MW. ....	71
Tabela III.3	Perfis unitários NREL WindPACT 1,5 MW (continuação). ....	72

## LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

alfa	Coeficiente de extrapolação vertical do vento
BA	Interior da Bahia
BA-E	Bahia Estável
BA-E-5	Bahia Estável com IT de 5%
BA-E-10	Bahia Estável com IT de 10%
BA-E-15	Bahia Estável com IT de 15%
BA-I	Bahia Instável
BA-N	Bahia Neutro
BEM	<i>Blade Element (Momentum) theory</i>
BIG	Banco de Informações de Geração
CE	Litoral do Ceará
CFD	<i>Computational Fluid Dynamics</i>
CLA	Camada Limite Atmosférica
CLS	Camada Limite Superficial
DEWI	Deutsches Windenergie-Institut
DNS	<i>Direct Numerical Simulation</i>
ECT	Energia Cinética Turbulenta
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
Extr.	Perfil vertical Extremo
FC	Fator de Capacidade
IEC	<i>International Electrotechnical Commission</i>
IT	Intensidade de turbulência do vento
LES	<i>Large Eddy Simulation</i>
LiDAR	<i>Light Detection And Ranging</i>
MDF	Método das Diferenças Finitas
MEASNET	<i>International Network for Harmonised and Recognised Measurements in Wind Energy</i>
MEF	Método dos Elementos Finitos
MCP	Medir-Correlacionar-Prever
MME	Ministério de Minas e Energia

MVF	Método dos Volumes Finitos
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
PAN	Panambi
PM	Potência Média
PROMECC	Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, UFRGS
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas
RANS	<i>Reynolds Average Navier-Stokes</i>
RS	Rio Grande do Sul
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
SIGEL	Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico
SFOP	São Francisco de Paula
TDECT	Taxa de Dissipação de Energia Cinética Turbulenta
UDF	<i>User Defined Function</i>
UFRGS	Universidade Federal do Rio Grande do Sul
WasP	<i>Wind Atlas Analysis and Application Program</i>
WindPACT	<i>Wind Partnership for Advanced Component Technologies</i>

## LISTA DE SÍMBOLOS

### Símbolos Latinos

$A$	Área varrida pelo rotor, $m^2$
$a$	Fator de indução do escoamento axial, adimensional
$B$	Número de pás do aerogerador, adimensional
$c$	Comprimento da corda da pá, m
$C_d$	Coefficiente de arrasto, adimensional
$C_{\epsilon 1}$	Constante do modelo k- $\epsilon$ , adimensional
$C_{\epsilon 2}$	Constante do modelo k- $\epsilon$ , adimensional
$C_l$	Coefficiente de sustentação, adimensional
$C_\mu$	Constante do modelo k- $\epsilon$ , adimensional
$C_p$	Coefficiente de potência do aerogerador, adimensional
$C_{pMáx}$	Coefficiente de potência máximo do aerogerador, adimensional
$d$	Deslocamento vertical do perfil do vento, m
$D$	Diâmetro do rotor, m
$dr$	Comprimento infinitesimal do rotor, m
$F_L$	Força de sustentação, N
$F_D$	Força de arrasto, N
$F_N$	Força normal, N
$F_T$	Força tangencial, N
$Q$	Torque total na pá, Nm
$r$	Raio do rotor, m
$T$	Força total na pá, N
$u$	Componente horizontal de velocidade do vento, m/s
$u^*$	Velocidade de fricção, m/s
$U_{rel}$	Velocidade relativa no bordo de ataque da pá, m/s
$y^+$	Distância adimensional da parede
$z$	Altura em relação ao nível do solo, m
$z_0$	Comprimento efetivo de rugosidade, m

## Símbolos Gregos

$\alpha$	Coefficiente de extrapolação vertical da lei de potência, adimensional
$\rho$	Massa específica do ar, kg/m <sup>3</sup>
$\sigma_s$	Desvio padrão da velocidade média do vento, adimensional
$\epsilon$	Taxa de dissipação da energia cinética turbulenta, m <sup>2</sup> /s <sup>3</sup>
$\kappa$	Contante de von Kármán, adimensional
$\nu$	Viscosidade cinemática, m <sup>2</sup> /s
$\nu_t$	Viscosidade turbulenta, m <sup>2</sup> /s
$\sigma_k$	Constante do modelo k- $\epsilon$ , adimensional
$\sigma_\epsilon$	Constante do modelo k- $\epsilon$ , adimensional
$\omega$	Velocidade angular do aerogerador, rad/s
$U$	Velocidade média do vento, m/s

# 1 INTRODUÇÃO

Os registros mais antigos do uso da força dos ventos datam do século VII, na Pérsia. O vento era utilizado como força motriz para embarcações e moinhos de vento, os quais eram utilizados, dentre outras finalidades, para moagem de grãos e para o bombeamento de água para a irrigação [Breitenbach, 2016]. O primeiro moinho de vento capaz de gerar eletricidade foi desenvolvido em Glasgow, no ano de 1887, pelo Professor James Blyth. Aproximadamente no mesmo período, o americano Charles F. Brush desenvolveu uma turbina eólica de eixo horizontal com uma torre de 18 metros de altura e com um rotor de 17 metros de diâmetro [Mattos et al., 2010].

Com a tendência de aumento da temperatura global, há cada vez mais incentivo e conscientização em relação à diminuição da emissão de gases causadores do efeito estufa. Desta forma, a maioria dos países tem investido em fontes de energia limpa e renovável. Dentre as diversas fontes, tem destaque a energia eólica, a qual teve seu maior impulso entre os anos 2000 e 2010, conforme a Figura 1.1 [GWEC, 2018].

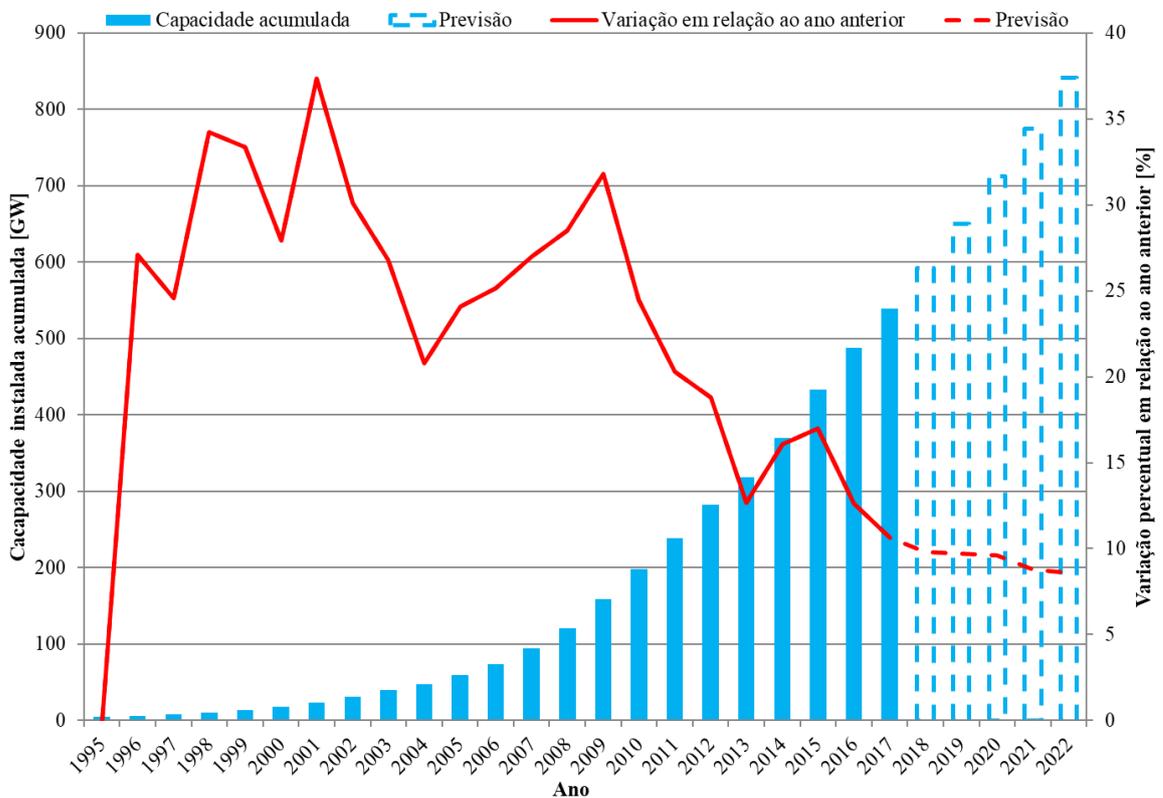


Figura 1.1 - Evolução global da capacidade instalada acumulada e variação percentual em relação ao ano anterior [adaptado de GWEC, 2018].

À medida que a tecnologia em aerogeradores e a competitividade do mercado foram aumentando, também aumentaram a altura do cubo do rotor e o diâmetro das pás dos aerogeradores. Entre 1985 e meados dos anos 2000, a altura e o diâmetro do rotor dos aerogeradores aumentou de 20 metros para mais de 120 metros e a potência nominal aumentou de cerca de 50 kW para mais de 7 MW [Dutra, 2008]. De acordo com Morelli, 2012, embora existam modelos de aerogerador de mais de 6,0 MW de potência, os modelos de aerogerador mais utilizados mundialmente possuem, aproximadamente, uma potência nominal de 2,0 MW, diâmetro de rotor de 80 metros e altura do cubo do rotor entre 68 e 85 metros. Está em desenvolvimento um aerogerador com 12 MW de potência e 220 metros de diâmetro de rotor [GE Renewable Energy, 2019].

No Brasil, o primeiro parque eólico construído, e que está registrado no Banco Integrado de Geração (BIG), está localizado no Ceará e data de 1998. No ano seguinte, outros dois parques eólicos foram construídos, um no Paraná e outro no Ceará. No entanto, a energia eólica no Brasil apenas começou a ser mais expressiva a partir da criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA), em 2004. O programa permitiu a contratação e construção do primeiro parque eólico de grande porte no país, localizado em Osório-RS, no ano de 2006. Contudo, a grande explosão da implantação eólica no Brasil se deu em 2014, fruto de leilões anteriores. De acordo com as informações do BIG, ao final de 2018, a potência instalada acumulada no Brasil chegava próximo a 14,5 GW, o que representa cerca de 9% da matriz energética brasileira, em termos de capacidade instalada. Há ainda 1,2 GW de eólicas em construção e outros 4 GW em construção não iniciada (vencedores de leilão) que, após concluídas, representarão mais de 10% da capacidade total do país.

O recurso eólico brasileiro possui características muito benéficas para a produção de energia eólica. Os ventos que incidem no Brasil são, em sua maioria, contantes, pouco variam sua direção e praticamente não há presença de rajadas intensas, com exceção do Rio Grande do Sul, que possui recurso eólico multidirecional e por vezes é atingido por rajadas de vento intensas. Com velocidades médias altas na maioria dos parques eólicos, os fatores de capacidade obtidos em parques brasileiros superam a maioria dos parques pelo mundo. De acordo com o MME, 2017, no ano de 2016, o fator de capacidade (FC) médio de todos os parques brasileiros foi de cerca de 40%, ao passo que países como Alemanha, França e Estados Unidos alcançaram FCs médios de 19%, 21% e 33%, respectivamente.

Seguindo uma tendência global, e a fim de extrair mais energia do vento, os aerogeradores implantados no Brasil contam com pás e com torres maiores. A Figura 1.2 apresenta a evolução da altura do cubo do rotor, do diâmetro do rotor e da potência nominal dos aerogeradores, ponderados pelo número de aerogeradores instalados no país [BIG, 2019; SIGEL, 2019].

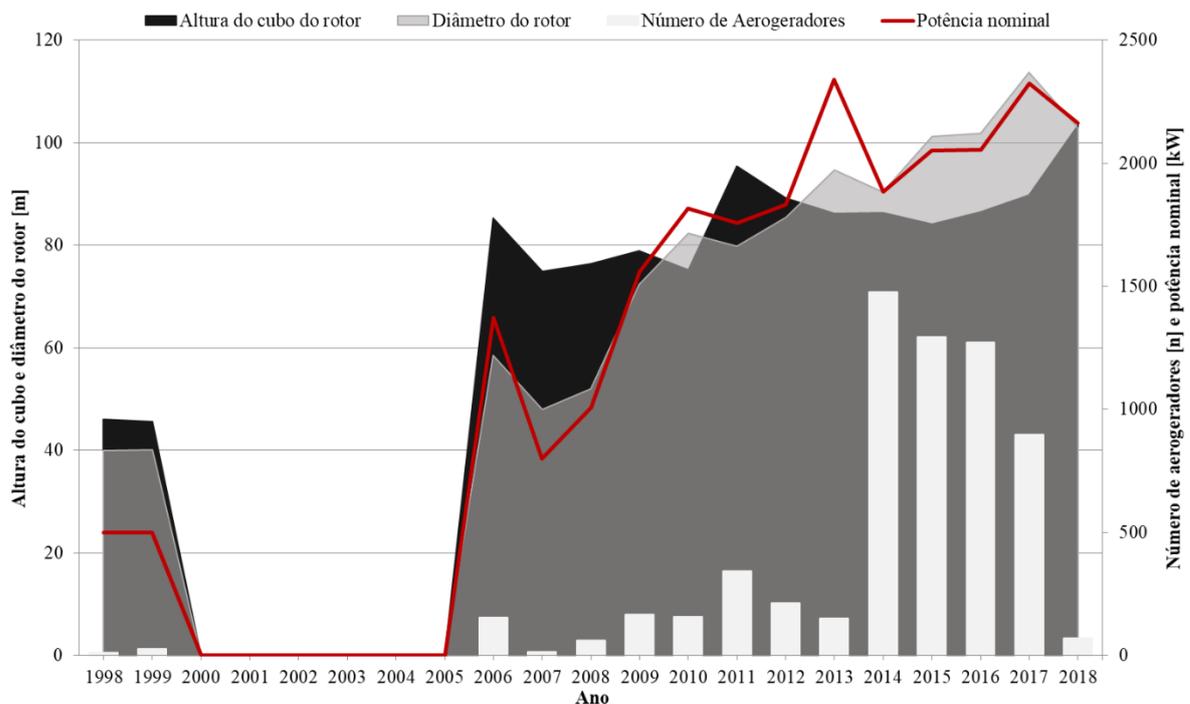


Figura 1.2 - Evolução da altura do cubo do rotor, do diâmetro e da potência nominal, ponderados pelo número de aerogeradores implantados no Brasil [dados obtidos de BIG, 2019 e SIGEL, 2019].

O aumento do diâmetro do rotor significa uma maior geração de energia por aerogerador, porém, a diferença de velocidades entre a parte inferior e superior do rotor, significa, além de maiores cargas estruturais, uma maior variação na produção de energia devido às condições locais do vento, principalmente em função da intensidade de turbulência e do perfil vertical. Isso muitas vezes torna-se uma preocupação dos investidores e fabricantes. No estudo de Wagner et al., 2011, foi introduzido um novo método para contabilizar os efeitos do perfil vertical na medição da curva de potência de aerogeradores. Este método foi introduzido na norma IEC61400-12-1 em 2017, alterando a versão de 2005. Trata-se do cálculo de uma velocidade equivalente para toda a extensão do rotor e não apenas uma única velocidade na altura do cubo. A velocidade única, na prática, significa assumir um perfil constante em todo o rotor. O autor demonstra que a velocidade equivalente tende a ser

menor que a velocidade única. Entretanto, no estudo de Wagner et al., 2014, o qual contou com a colaboração de diversos fabricantes e consultores, o cálculo da velocidade equivalente realizado por oito diferentes participantes resultou em uma velocidade equivalente maior que a velocidade única. No entanto, isso não se refletiu em iguais resultados em termos de energia anual gerada e alguns dos participantes encontraram resultados superiores e outros inferiores à energia obtida pelo método padrão.

Outro fenômeno que deve ser analisado com cuidado, tanto na medição da curva de potência quanto na estimativa de produção de energia é a estratificação térmica do local. A estratificação térmica ocasiona o fenômeno conhecido como estabilidade atmosférica, condição a qual altera tanto a intensidade de turbulência quanto o perfil vertical do vento no local e que, dependendo do período de duração do fenômeno, pode representar uma grande diferença nas estimativas.

A medição da curva de potência de um aerogerador é, geralmente, realizada em um local próximo à sua fábrica. Isso significa que quando esse aerogerador for implantando em um local diferente do da medição, ele estará submetido a diferentes condições de vento, principalmente de intensidade de turbulência, perfil vertical e estratificação térmica, alterando o seu desempenho frente ao valor fornecido pelo fabricante.

## **1.1 Revisão bibliográfica**

Nas últimas décadas, os parques eólicos tornaram-se um grande objeto de estudo, tanto no meio acadêmico quanto no meio comercial. Há uma grande gama de estudos que, geralmente, visam a otimização da produção de energia via melhoria de técnicas de *micrositing* - posicionamento dos aerogeradores em uma área de interesse, buscando maximizar a produção de energia ou obter a configuração mais viável economicamente [Miller et al., 2013; Zhang, 2015]. Há também estudos que apresentam soluções para diminuição de perdas, como por efeito esteira (o que não deixa de ser uma técnica de *micrositing*) e o impacto de fatores externos na produção de energia, como efeitos topográficos, atmosféricos, intensidade de turbulência e perfil vertical.

É de senso comum a importância de uma medição adequada do perfil vertical do vento, com anemômetros bem distribuídos ao longo de uma torre anemométrica. Ainda,

conforme será visto na seção 2.2.2, a altura de medição do topo da torre deve ser o mais próxima possível da altura do cubo do rotor. Werapun et al., 2017, em seu estudo, demonstram que o uso de um coeficiente de extrapolação vertical (alfa) padrão de 0,143 pode introduzir erros que podem chegar a até 35% em velocidade do vento, quando extrapolado de 65 m para 120 m.

Outro fator que deve ser cuidadosamente considerado é a estratificação térmica. Este fenômeno, detalhado na seção 2.1.3, implica na ocorrência de estabilidade atmosférica, a qual altera drasticamente o perfil vertical do vento, tornando-o um perfil com alto índice de cisalhamento (*shear*). Em condições de estabilidade Newman e Klein, 2014 demonstram que o uso do coeficiente de extrapolação vertical padrão não é adequado. A estabilidade atmosférica também é de grande importância no projeto estrutural do aerogerador, haja vista o aumento das cargas estruturais causado pela estabilidade. Ainda, influencia nas perdas por efeito esteira em parques eólicos, aumentando-as nas fileiras subsequentes, conforme apresentado por Alblas et al., 2012.

Wagner et al., 2009, por meio de medições em terreno simples na costa da Dinamarca e de simulação numérica, estimaram que em condições de perfil vertical do vento com alto cisalhamento a energia gerada por um aerogerador será menor que em condições de perfil com baixo cisalhamento. Similarmente, Honrubia et al., 2010 analisaram o impacto do perfil vertical na produção de energia em um local de terreno complexo no sul da Espanha. O estudo foi realizado por meio de um teste de medição da curva de potência, de acordo com a norma IEC61400-12-1 de 2005. O teste contou com uma turbina eólica operacional, uma torre de medição e um equipamento de sensoriamento remoto do tipo LiDAR (*light detection and ranging*). Observou-se que durante períodos com cisalhamento do vento mais alto, o aerogerador entregou menos energia que em condições de baixo cisalhamento, o que corrobora o estudo feito na Dinamarca.

Similarmente, em seu estudo baseado em simulações numéricas, Antoniou et al., 2009 demonstraram que, em relação ao efeito do cisalhamento, o aumento do alfa faz com que um aerogerador diminua seu desempenho em termos de produção de energia. Os autores também avaliaram o efeito da intensidade de turbulência (IT) e, para baixas velocidades do vento, a maior produção de energia ocorre com alta IT, enquanto que para altas velocidades do vento, o oposto se aplica.

O estudo de Bardal et al., 2015 dividiu o efeito do cisalhamento do vento em três intervalos de alfa: menor que 0,05, entre 0,05 e 0,15 e maior que 0,15. Para velocidades próximas à velocidade de partida do aerogerador, o efeito de um perfil ou outro é mínimo, enquanto que para velocidades logo acima da velocidade de partida e até metade da região côncava da curva potência (antes da velocidade nominal), observa-se um pior desempenho para alfas maiores. O perfil com maior alfa, apenas apresenta ganho de geração na metade final da região côncava da curva de potência, enquanto que para os outros dois intervalos, o desempenho é similar entre eles.

Já no documento do DEWI, de autoria de Mellinshoff, 2013, o autor apresenta que o impacto do perfil vertical na produção de energia é muito baixo para alfas muito baixos ou muito altos ( $<0,05$  e  $>0,35$ ), porém, há um impacto negativo de 1 a 2% quando os valores de alfa estão dentro do intervalo mencionado acima. Similarmente, no estudo de Raeshide et al., 2009, os autores apresentam a variação teórica de produção de energia de acordo com o alfa do perfil vertical e, apenas após um alfa pouco menor que 0,5, a produção de energia passa a não sofrer impactos negativos.

Ainda no que diz respeito ao estudo de Raeshide et al., 2009, o mesmo contou com dados de vento de torres anemométricas e dados SCADA (dados da operação e geração do aerogerador) de diversos parques eólicos nos EUA. Os dados do estudo são de parte da região das grandes planícies centrais dos EUA (*great plains midwest region*), região que é fortemente afetada por estabilidade atmosférica, caracterizando-se por um regime eólico diurno de baixo cisalhamento e alta IT e um regime eólico noturno de alto cisalhamento e baixa IT. Os autores avaliaram o impacto da IT e do perfil vertical do vento na produção de energia. Na avaliação da IT, altas IT ( $>11\%$ ) impactam negativamente na produção de energia na parte côncava da curva de potência (antes da velocidade nominal) e positivamente na parte convexa da curva de potência (logo após à velocidade de partida). Já na avaliação do cisalhamento, primeiramente os dados foram filtrados em alfas menores ou maiores que 0,2 e, observou-se que para valores maiores que 0,2, os aerogeradores entregaram mais energia, resultado que diverge dos demais estudos.

No estudo de St. Martin et al., 2016, foram analisados os impactos da intensidade de turbulência e da estabilidade atmosférica. Observou-se que na região convexa da curva de potência (logo após à velocidade de partida), mais energia é produzida em condições de alta intensidade turbulência e de instabilidade atmosférica (baixo cisalhamento). Já na região

côncava da curva de potência (antes da velocidade nominal) isso ocorre em condições de baixa IT e de estabilidade atmosférica (alto cisalhamento). Os autores também analisaram o impacto na produção como um todo, sem dividir por intervalos de velocidade. Compararam-se as condições de alta e baixa IT com um valor médio de IT e as condições de estabilidade e instabilidade atmosférica com a condição neutra (média). No caso da IT, ambas as faixas extremas diminuem a produção de energia em relação ao valor médio, entretanto, o mesmo não ocorre para os diferentes regimes atmosféricos, e o regime instável melhora a produção de energia em comparação com os outros dois regimes.

No que concerne estudos deste tipo feitos no Brasil, talvez o que tenha melhor relação com o trabalho proposto seja o de Sakagami et al., 2015, no qual os autores analisaram dados operacionais do parque eólico Pedra do Sal, no Piauí. Os dados coletados foram divididos em três intervalos de IT (<5%, 5% a 7%, >7%) e de alfas (<0,011, 0,011 a 0,048, >0,048) e concluiu-se que quanto maior a intensidade de turbulência, maior é o coeficiente de potência da máquina ( $C_p$ ) e, conseqüentemente, maior será a produção de energia. Já em relação ao cisalhamento, há pouca variação entre os três grupos, embora o maior valor de alfa tenha uma mínima vantagem sobre os demais.

Nos estudos publicados dentro da UFRGS, talvez o que tenha alguma semelhança seja o de Pereira, 2016. O autor analisou a variação energética em função da variação da altura do cubo do rotor. Foram utilizados diversos modelos de aerogerador genéricos, bem como diversas alturas do cubo, além de repetir os mesmos passos para três locais no Brasil, sendo um deles no Rio Grande do Sul, outro na Paraíba e outro em Pernambuco. O estudo aponta uma variação praticamente linear da velocidade em função do aumento da altura do cubo. Contudo, este estudo não considera a variação de velocidade ao longo do rotor, apenas a velocidade na altura do cubo do rotor.

## **1.2 Justificativa e objetivos**

Não são raros os parques eólicos operacionais que apresentam uma produção de energia abaixo do que foi previsto na análise pré-constructiva. As diferenças podem ser fonte de diversos motivos, dentre as quais se cita: falhas em componentes, previsão do vento superestimada, limitações de rede, condições climáticas adversas, modelo de esteiras inadequado, efeito de bloqueio e desempenho do aerogerador abaixo da curva comercial

devido às diferentes condições de operação. O presente estudo tem enfoque nesta última fonte de baixo desempenho.

Assim, o objetivo geral do trabalho é estimar o impacto de diferentes condições do regime eólico no desempenho de aerogeradores, além de analisar este impacto em três locais diferentes do Brasil: Rio Grande do Sul, Bahia e Ceará. Para tanto, alguns objetivos específicos foram estabelecidos:

- Analisar a variação do torque dinâmico nas pás de um aerogerador comercial de grande porte em cada caso;
- A partir do torque no rotor, estimar a potência média para cada caso estudado;
- Estimar o impacto da variação do cisalhamento do perfil vertical do vento na potência média de um aerogerador;
- Estimar o impacto da variação da intensidade de turbulência do vento na potência média de um aerogerador;
- Estimar o impacto da estabilidade atmosférica na potência média de um aerogerador;

### **1.3 Organização do trabalho**

Para o melhor entendimento da estrutura textual, o presente trabalho será organizado da seguinte maneira:

#### Capítulo 1: Introdução

Neste capítulo é apresentado um contexto geral da energia eólica no mundo, bem como uma revisão bibliográfica de estudos similares e os objetivos do trabalho.

#### Capítulo 2: Fundamentação teórica

O capítulo 2 apresenta os conceitos físicos e matemáticos que regem a análise empregada no estudo. Este capítulo inclui o conceito de camada limite atmosférica e de estratificação térmica. Apresenta o processo de conversão de energia cinética do vento em energia elétrica e, por fim, os modelos de simulação disponíveis no mundo acadêmico e comercial.

#### Capítulo 3: Metodologia

No capítulo 3 serão apresentados os dados selecionados para estudo, bem como o tratamento aplicado aos mesmos e o modelo computacional utilizado na simulação dos resultados, expondo a modelagem numérica adotada, especificamente os parâmetros definidos para a realização das simulações. Ainda, explorar-se-á o método numérico conhecido como Método dos Volumes Finitos (MVF) e, por fim, serão apresentados os resultados obtidos para a análise da qualidade da malha e distribuição do  $y^+$  no rotor do aerogerador.

#### Capítulo 4: Resultados

No capítulo 4 serão apresentados os resultados do estudo, para cada caso, na forma de figuras e gráficos, bem como uma discussão sobre cada resultado encontrado.

#### Capítulo 5: Conclusões e propostas futuras

No último capítulo, serão apresentadas as principais conclusões do estudo, bem como propostas de continuidade do trabalho.

## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

### 2.1 O vento

De acordo com Dutra, 2008, a energia eólica pode ser considerada com uma parte da energia proveniente do sol, isto porque o planeta Terra recebe diferentes níveis de irradiação em sua superfície, sendo mais intensa nos trópicos. Essa diferença faz com que ocorra um deslocamento de massas de ar entre a região tropical e as regiões polares. A Figura 2.1 apresenta o mecanismo de deslocamento das massas de ar. Há outros fatores de menor escala que influenciam no movimento dos ventos, como a rotação da Terra e a força centrífuga ao seu movimento e o atrito das massas de ar com a superfície terrestre [Tubelis e Nascimento, 1984].

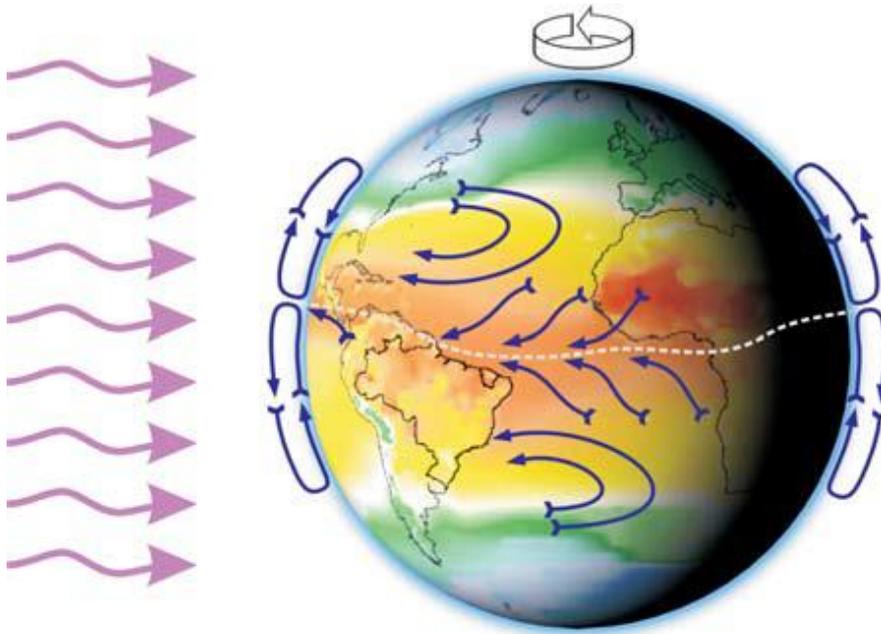


Figura 2.1 - Representação da radiação solar desigual na superfície da Terra e do caminho percorrido pelas massas de ar que dão origem aos ventos [retirado de CEPTEL, 2001].

A potência disponível no vento varia com o cubo da velocidade média, fazendo que o entendimento das suas características seja de extrema importância nas etapas que constituem o desenvolvimento de um parque eólico, seja na definição da campanha de medição, projeto estrutural dos aerogeradores, estimativa da produção de energia, entre outros [Burton et al., 2011].

### 2.1.1 Camada Limite Atmosférica

A atmosfera terrestre possui centenas de quilômetros de espessura, sendo geralmente dividida em cinco camadas principais. A Troposfera é a camada mais baixa, sendo seguida pela Estratosfera, Mesosfera, Termosfera e Exosfera, sendo esta a última camada antes do chamado espaço interplanetário.

A Figura 2.2 apresenta as características e fenômenos presentes nas diversas camadas da atmosfera terrestre. A representação se trata de um exemplo que não representa todas as situações ao redor da Terra, visto que as espessuras destas camadas e suas respectivas temperaturas variam geograficamente.

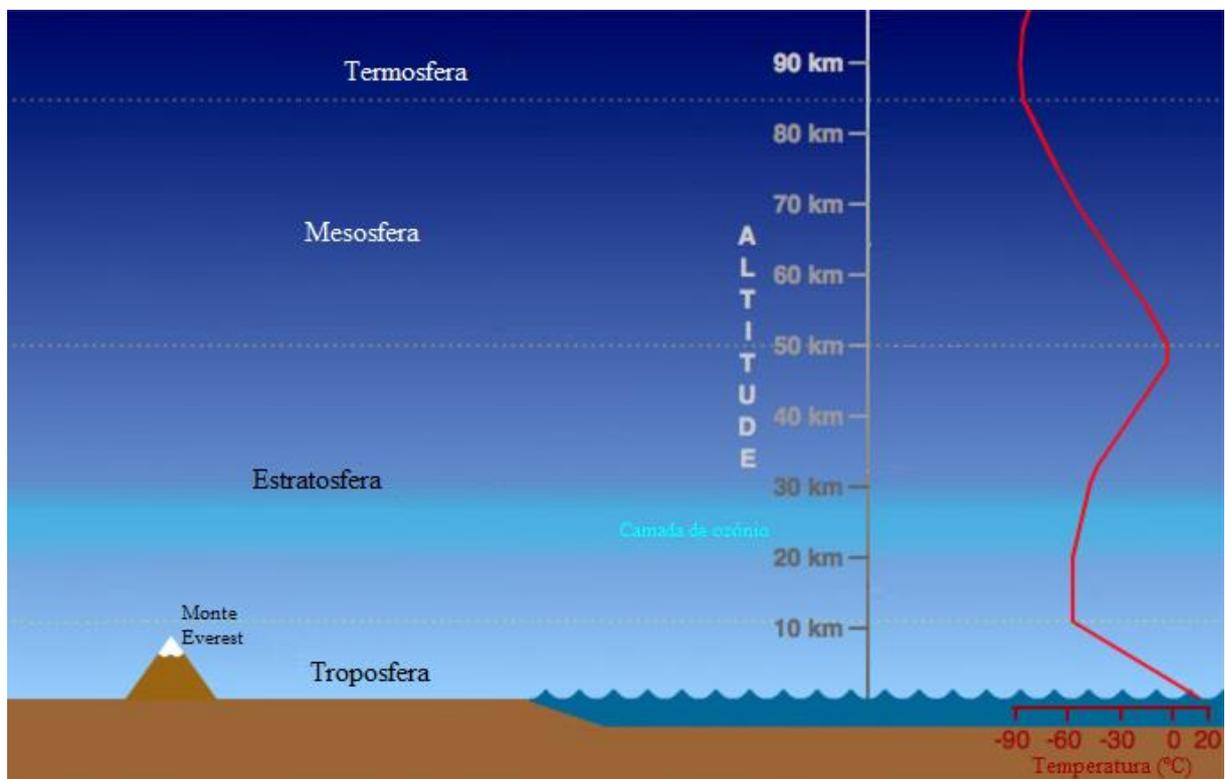


Figura 2.2 - Características e fenômenos nos diversos níveis atmosféricos da Terra [retirado de UCAR, 2019].

Entre as quatro camadas apresentadas na Figura 2.2, estão três regiões nomeadas Tropopausa, Extratropausa e Mesopausa. A Troposfera é geralmente mais baixa nos polos terrestres (cerca de 8 km) e mais alta no Equador (cerca de 18 km). Em médias latitudes, a Troposfera tem uma média de 11 km de altura, aumentando sua altura no verão e diminuindo no inverno [Stull, 2017]. É nesta camada que a maioria dos fenômenos que impactam o ser

humano ocorre. Sistemas meteorológicos, como ciclones e tempestades concentram-se nesta região.

A Camada Limite Atmosférica (CLA) encontra-se na parte inferior da Troposfera e possui altura, geralmente, de 300 a 3000 m de altura, variando com a meteorologia e topografia locais [Stull, 2017]. A CLA se divide em Camada de Prandtl ou Camada Limite Superficial (CLS) (~20 m a ~100 m) e Camada de Ekman (~100 m a ~3000 m). A CLS representa a parte inferior da CLA, região na qual as principais forças atuantes são ocasionadas pelo atrito com a superfície e pelo gradiente de pressão local. Como o efeito Coriolis é praticamente negligenciável nessa região, a variação de direção do vento também não é alterada com a altura. Já na Camada de Ekman, o efeito Coriolis tem a capacidade de alterar a direção do vento com a elevação, ocasionando o fenômeno conhecido como “Espiral de Ekman”. Após a Camada de Ekman, os efeitos do atrito com a superfície terrestre tornam-se negligenciáveis, sendo essa região a atmosfera livre. Na atmosfera livre, o vento é balanceado pelo efeito Coriolis e por gradientes de pressão, o que é denominado vento geostrófico [Zhang, 2015]. A Figura 2.3 apresenta uma divisão detalhada da CLA.

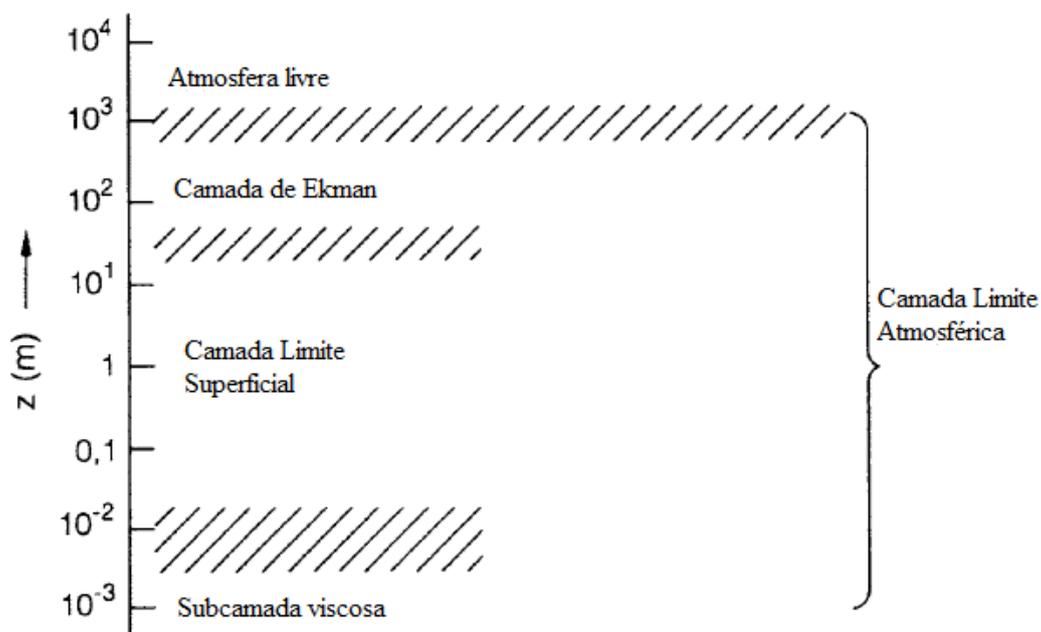


Figura 2.3 - Representação da estrutura da CLA [adaptado de Roedel e Wagner, 2000].

### 2.1.2 Camada Limite Superficial

Conforme mencionado na seção anterior, a CLS chega a cerca de 100 m de altitude e nessa região os efeitos locais sobressaem-se com relação aos efeitos de macroescala e de Coriolis. É nessa região que a indústria eólica atua e, portanto, ela é geralmente estudada com mais atenção.

De acordo com Burton et al., 2011 o perfil vertical da velocidade do vento para altitudes relevantes na indústria eólica é descrita pela lei logarítmica

$$u(z) = \frac{u^*}{\kappa} \left[ \ln \left( \frac{z}{z_0} \right) + \psi \right] \quad (2.1)$$

em que  $u$  é a componente horizontal de velocidade do vento em m/s,  $u^*$  é a velocidade de fricção em m/s,  $\kappa$  é a constante adimensional de von Kármán (tipicamente cerca de 0,40 Schlichting, 1978),  $z$  é a altura em relação ao nível do solo em m,  $z_0$  é o comprimento efetivo de rugosidade, em metros, e  $\psi$  é o fator adimensional de correção para estabilidade do escoamento. O mesmo autor afirma que para escalas de comprimento relevantes na indústria eólica,  $\psi \ll \ln \left( \frac{z}{z_0} \right)$ , isto é, o perfil vertical é considerado neutro e, desta forma, a Equação 2.1 pode ser aproximada por

$$u(z) \cong \frac{u^*}{\kappa} \left[ \ln \left( \frac{z}{z_0} \right) \right] \quad (2.2)$$

O comprimento de rugosidade  $z_0$  está diretamente associado ao tipo de cobertura da superfície na qual o escoamento de ar está atuando. Alguns exemplos de superfícies e seus respectivos comprimentos de rugosidade  $z_0$  são apresentados na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 - Valores típicos de comprimento de rugosidade [adaptado de Barriatto, 2018].

Tipo de superfície	$z_0$ [m]	Referência
Corpos de água	0,00001	Draxler et al., 2001
Neve; Areia	0,001	Draxler et al., 2001
Solo exposto; Campos abertos	0,01 – 0,03	Davenport, 1963
Vegetação rasteira; Savana	0,05 – 0,1	Davenport, 1963
Arbustos; Caatinga	0,1 – 0,3	Davenport, 1963
Árvores (>5 m), Vilarejos	0,3 – 0,4	Davenport, 1963 e Garratt, 1992
Florestas densas, Zonas urbanas	0,5 – 1,0	Davenport, 1963

Alternativamente à Equação 2.2, quando é conhecida uma altura de medição e sua velocidade, a equação pode ser reescrita de modo que não seja necessário conhecer  $u^*$ , na forma:

$$u_2 = u_1 \frac{\ln\left(\frac{z_2}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_1}{z_0}\right)} \quad (2.3)$$

A velocidade em uma determinada altura também pode ser obtida por meio da aproximação da lei da potência e é geralmente esta abordagem que é adotada em estudos de avaliação do recurso eólico [Burton et al., 2011]. A lei de potência é descrita por

$$\frac{u(z_1)}{u(z_2)} = \left(\frac{z_1}{z_2}\right)^\alpha \quad (2.4)$$

em que  $u$  é a componente horizontal da velocidade do vento em m/s nas respectivas alturas  $z$  e  $\alpha$  é o coeficiente adimensional de extrapolação vertical.

De acordo com Newman e Klein, 2014, a lei logarítmica apresenta resultados mais precisos geralmente até alturas de cerca de 20 metros e a lei de potência para alturas entre 100 metros e o final da CLA. Para alturas entre 20 e 100 metros, ambas as aproximações apresentam resultados similares e satisfatórios. A principal vantagem da lei de potência frente à lei logarítmica é que a primeira permite derivar o perfil vertical na posição de uma torre anemométrica a partir de duas ou mais alturas de medição de velocidade do vento, sem a necessidade de conhecer o comprimento de rugosidade do local, nem a correta constante de von Kármán.

### 2.1.3 Estratificação térmica e estabilidade atmosférica

O perfil vertical do vento pode variar de acordo com o estado atmosférico presente, que pode ser de três tipos: neutro, instável e estável. Na condição de estratificação neutra, uma partícula de ar qualquer possui a mesma massa específica que todas as parcelas ao seu redor, isto é, as forças de empuxo presentes são negligenciáveis e as partículas permanecem em sua posição original em relação ao eixo vertical. Embora este seja o estado

majoritariamente adotado em estudos de energia eólica, esta condição apenas ocorre em dias com velocidade do vento alta, em dias nublados ou periodicamente, e por pouco tempo, durante o nascer e o pôr do sol [Zhang, 2015].

Já na condição de instabilidade atmosférica, uma partícula de ar qualquer possui massa específica menor que as partículas ao seu redor e, desta forma, a força de empuxo tende a deslocar esta partícula ascendentemente por flutuação. Esta condição significa um aumento na intensidade de turbulência e conseqüentemente um perfil vertical com menor gradiente vertical de velocidade. O caso instável geralmente ocorre durante dias de céu limpo e ventos de médias velocidades [Zhang, 2015].

Por fim, a condição de estabilidade ocorre quando uma partícula de ar qualquer possui massa específica maior que as partículas ao seu redor e a força de empuxo tende a deslocar esta partícula para baixo. A estabilidade atmosférica geralmente ocorre durante períodos noturnos, no qual a superfície terrestre deixa de ser aquecida e, portanto, passa a resfriar-se. O mesmo ocorre com as parcelas de ar localizadas acima da superfície, contudo, estas se resfriam de forma mais lenta, fazendo com que as camadas mais baixas tenham uma maior massa específica. O resultado deste efeito é um perfil vertical com alto grau de cisalhamento, conforme apresentado na Figura 2.4 [Zhang, 2015].

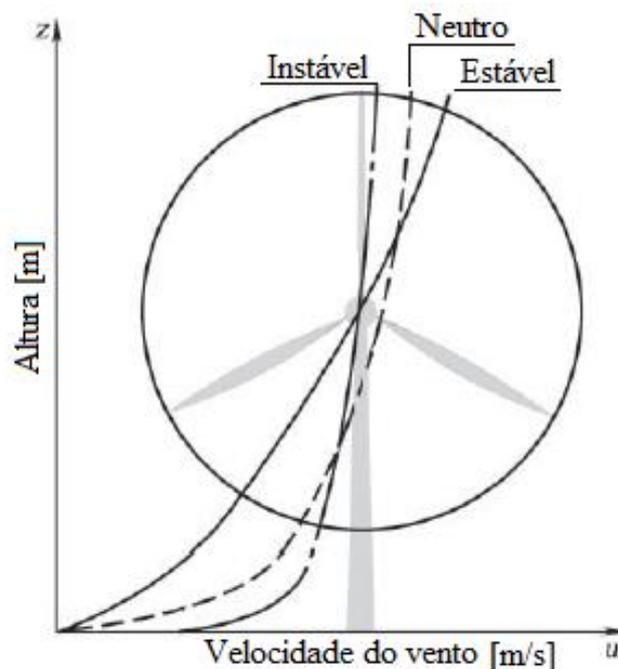


Figura 2.4 - Perfil vertical da velocidade do vento para os casos instável (traço-ponto), neutro (tracejado) e estável (contínuo) [retirado de Zhang, 2015].

Para que o efeito da estabilidade atmosférica seja contemplado no perfil vertical do vento, é necessário utilizar a Equação 2.1, que leva em conta o fator adimensional de correção para estabilidade do escoamento  $\psi$ . Contudo, é comum que esta correção seja negligenciada, de modo que apenas as Equações 2.2 ou 2.4 são utilizadas. No estudo de Barriatto, 2018, os efeitos da estabilidade atmosférica são analisados em detalhes para uma área no interior da Bahia. O autor comparou os erros de previsão cruzada entre cinco torres anemométricas por meio de CFD com variação para estabilidade atmosférica. O erro médio entre as cinco torres do estudo para o caso estável foi de 3,8% em velocidade do vento, ao passo que para o caso neutro o erro médio foi de 5,2%. Ainda, o *software* WASP, que utiliza um modelo de escoamento linear, apresentou um erro médio de 7,1%. Esses números mostram que o efeito da estabilidade atmosférica pode introduzir diferenças de grandes magnitudes em estimativas de produção de energia.

## **2.2 Avaliação do local de interesse**

O estudo prévio do recurso eólico de uma região de interesse para a implantação de um parque eólico é fundamental. Essa análise é normalmente baseada em projetos operacionais, atlas do potencial eólico ou modelos de mesoescala. Após definida uma área com potencial para implantação de aerogeradores, são realizadas medições do vento no local por pelo menos um ano. Passado este período, os dados passam por uma análise minuciosa, eliminando-se períodos inconsistentes. Os dados tratados são então correlacionados com fontes de longo prazo, extrapolados para a altura do cubo do rotor e para as posições de interesse. Em cada uma das posições, a informação é utilizada, juntamente com uma curva de potência, como dados de entrada para a estimativa de produção de energia no local. As próximas quatro seções abordam em mais detalhes estas etapas.

### **2.2.1 Recurso eólico no local do projeto**

Além dos efeitos atmosféricos apresentados na seção 2.1.3, o escoamento do vento é também afetado pela rugosidade e topografia do local. A primeira tem efeito sobre o perfil vertical do vento, de modo que superfícies mais lisas, como corpos d'água, areia e gramíneas

causam menos cisalhamento no vento. O aumento da rugosidade do terreno,  $z_0$ , diminui a velocidade do vento próximo à superfície, fazendo com que o perfil vertical apresente um maior cisalhamento. Dependendo da proximidade e tamanho dos elementos constituintes do terreno, estes devem ser modelados como obstáculos ao escoamento ao invés de apenas como incremento de rugosidade, sendo o caso de florestas nativas e de reflorestamento e de construções de grande porte. Nestes casos, a Equação 2.4 recebe uma variante  $d$ , que representa o deslocamento vertical que os obstáculos causam no perfil vertical, tornando-se

$$\frac{u(z_1)}{u(z_2)} = \left( \frac{z_1 - d}{z_2 - d} \right)^\alpha \quad (2.5)$$

A Figura 2.5 apresenta a variação do perfil vertical do vento em função do comprimento de rugosidade. No Brasil, a maioria dos parques eólicos é construída em áreas litorâneas (Nordeste e Rio Grande do Sul), de pastagens (Rio Grande do Sul) ou de Caatinga (interior do Nordeste) e os valores de rugosidade atribuídos a esses locais são similares ao que é apresentado na Figura 2.5. Para a Caatinga geralmente é atribuído um comprimento de rugosidade de 0,3 m, para regiões de pastagens 0,03 m e para regiões litorâneas 0,01 m.

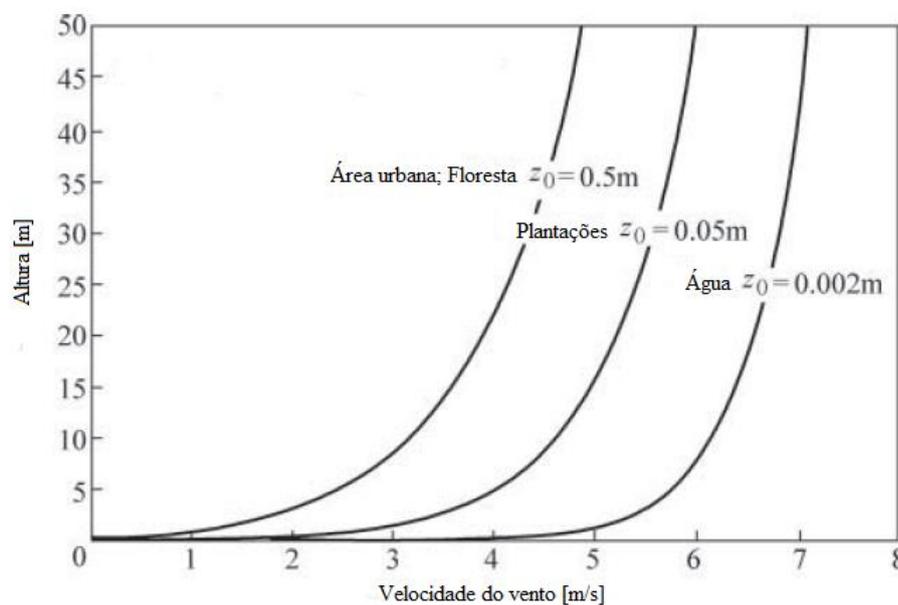


Figura 2.5 - Perfis do vento idealizados para três diferentes tipos de terrenos [adaptado de Zhang, 2015].

Em terrenos de topografia complexa, a velocidade do vento em locais de um mesmo projeto pode apresentar grandes diferenças, principalmente devido à aceleração causada no

escoamento do vento por colinas e montanhas. A produção de energia em um aerogerador pode sofrer grandes variações frente a uma variação de velocidade do vento, podendo ser proporcional ao dobro da variação da velocidade, ou seja, um aumento de 10% na velocidade do vento significa um aumento de 20% na produção de energia. Locais de terreno complexo podem apresentar áreas com altos fatores de aceleração do vento e, desta forma, se considerarmos apenas o fator geração de energia, locais com terreno complexo podem ser muito atrativos para a implantação de um parque eólico. Sabe-se, no entanto, que questões logísticas, de construção e ambientais podem inviabilizar um projeto neste tipo de região.

Outra desvantagem de um terreno complexo é a necessidade de instalação de um maior número de torres anemométricas, de modo a diminuir os erros e as incertezas na previsão de geração de energia do local. A MEASNET, 2016 recomenda que em terrenos complexos todos os aerogeradores estejam em um raio de no máximo 2 km em relação a uma torre de medição, ao passo que em um terreno simples a recomendação é que estejam a menos 10 km de distância de uma torre de medição.

### **2.2.2 Medição do vento**

Os efeitos apresentados nas seções 2.1.3 e 2.2.1 ressaltam a importância de se realizar uma campanha de medição robusta nos locais de interesse, haja vista os grandes erros de previsão que poderão ser introduzidos caso a análise se baseie apenas em dados de meso ou macro escala. Como os custos de instalação de uma torre anemométrica de qualidade é alto, apenas um número reduzido de torres é instalado na área de interesse. Idealmente o número de torres deverá seguir as recomendações da MEASNET para cada tipo de terreno. Além disso, as torres devem ser instaladas em locais que sejam representativos do vento presente nas posições dos aerogeradores. Em uma serra, espera-se que os aerogeradores sejam instalados no pico da serra e, desta forma, as torres de medição deverão ser instaladas nos picos. Para participação nos leilões de energia no Brasil, a EPE, 2016 exige que todos os aerogeradores do projeto estejam dentro de um raio de 10 km de uma torre anemométrica. Contudo, sabe-se que para terrenos complexos esta distância é muito grande.

Além do correto posicionamento, é importante que as torres estejam de acordo com as recomendações da IEC, 2005, de modo que as medições não sejam influenciadas pela

estrutura da própria torre anemométrica. Para participação nos leilões de energia, a EPE, 2016 exige que sejam feitas medições por pelo menos três anos consecutivos, com anemômetros, sensores de direção (*wind vanes*), termômetros, higrômetros e barômetros distribuídos em distintas alturas conforme Anexo I. Também é boa prática que pelo menos um dos anemômetros da torre esteja o mais próximo possível da altura do cubo do rotor a fim de minimizar o erro na extrapolação vertical.

Os dados da medição são armazenados em um *data logger* que geralmente possui frequência de aquisição de 1 Hz e armazena os dados em base de 10 minutos. Portanto, a velocidade do vento em um período de 10 minutos é, na verdade, a média de 600 pontos (1 por segundo). Normalmente, cada sensor registra quatro sinais: média, máxima, mínima e desvio padrão. O último é de fundamental importância no caso dos anemômetros, dado que a intensidade de turbulência do local é dada por

$$IT = \frac{\sigma_s}{u} \quad (2.6)$$

em que  $\sigma_s$  é o desvio padrão médio de uma amostra de dados e  $u$  é a velocidade média desta mesma amostra. Os dados coletados no local de interesse são então submetidos a um processo de tratamento, de modo a excluir os períodos de medição com dados errôneos.

### 2.2.3 Estimativa de longo prazo

Na previsão de geração de um parque eólico, assume-se que o recurso eólico do futuro será aproximadamente igual ao recurso eólico do passado. Todos os locais do mundo estão sujeitos a variações diárias, sazonais e interanuais na intensidade do vento. As duas primeiras são facilmente caracterizadas com pelo menos um ano de medição no local. Contudo, a chamada variabilidade interanual requer períodos de medição mais longos para ser caracterizada. Segundo estudo da AWS, 2013, há regiões que podem apresentar até 18% de variação na velocidade do vento de um ano para outro.

Como campanhas de medição de longa duração nem sempre são possíveis, a mitigação deste efeito é, inicialmente, feita a partir dos dados medidos em diferentes torres de um mesmo projeto. Os dados são correlacionados entre si a fim de estender o período de dados no local. Contudo, na grande maioria das vezes o período de dados reconstruído não é suficiente

para caracterizar o período de 20 anos de operação de um parque eólico. Os dados reconstruídos são então correlacionados com estações meteorológicas próximas ou com dados de reanálise como os dados públicos dos projetos MERRA-2 e ERA-5, dentre outros.

Este processo de correlacionar dados medidos e de longo prazo é conhecido como MCP (medir, correlacionar, prever). Caso a correlação entre torres anemométricas seja satisfatória, os dados poderão ser sintetizados de uma torre para a outra. O mesmo é válido para as fontes de longo prazo. Na Figura 2.6 uma representação de três torres hipotéticas e seus respectivos períodos medido, reconstruído e de longo prazo.

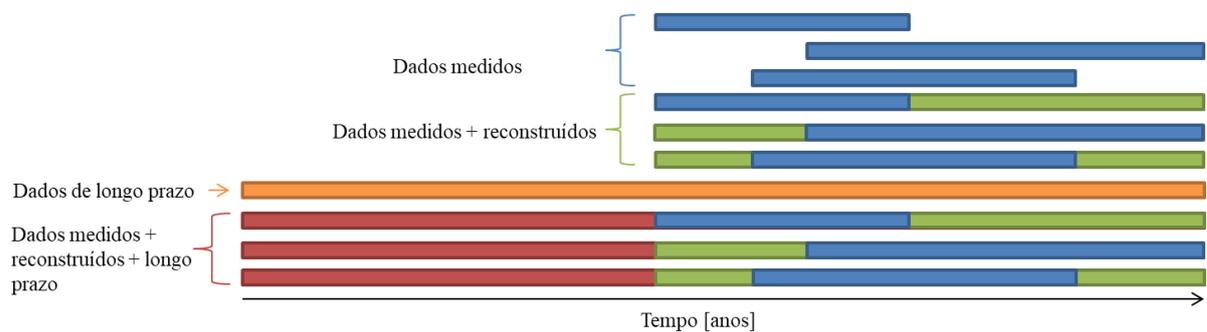


Figura 2.6 - Representação da reconstrução de dados de medição de vento (MCP).

#### 2.2.4 Distribuição de frequências

Os principais produtos da análise do recurso eólico em cada torre anemométrica são a distribuição de frequências da velocidade do vento, geralmente aproximada por uma curva de Weibull, a distribuição de frequências da direção do vento e a curva de intensidade de turbulência. Os três produtos são os pilares da etapa de *micrositing* e, posteriormente, no cálculo da energia gerada no local de interesse. A Figura 2.7 apresenta a distribuição de frequências de velocidade e de direção para uma torre anemométrica localizada no interior da Bahia e que será caso de estudo neste trabalho.

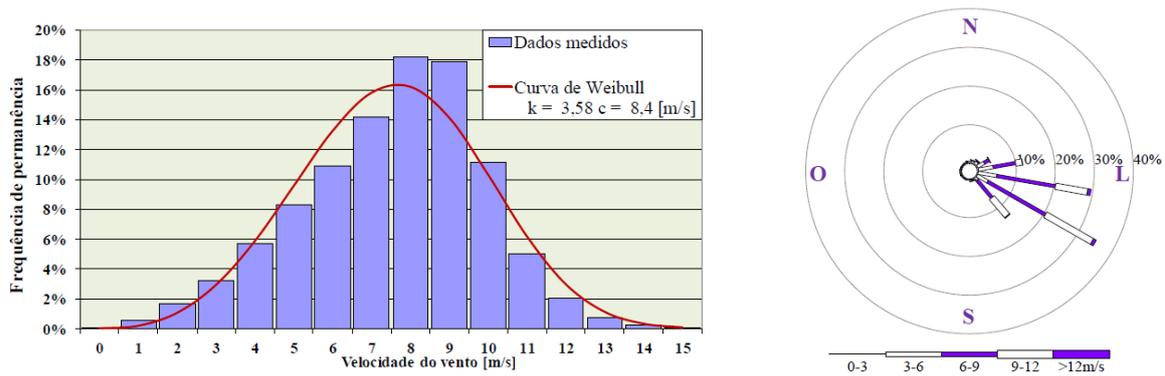


Figura 2.7 - Distribuição de frequências de velocidade (esq.) e de direção (dir.) [adaptado de Barriatto, 2018].

### 2.2.5 Extrapolação vertical e horizontal do recurso eólico

Uma vez estabelecido o recurso eólico de longo prazo na altura de medição de cada torre anemométrica, os dados são extrapolados verticalmente para a altura do cubo do rotor e depois extrapolados horizontalmente para as posições de interesse.

A extrapolação vertical é normalmente realizada por meio da Lei de Potência, apresentada na seção 2.1.2. Já a extrapolação horizontal, normalmente é realizada com o auxílio de *softwares* baseados em modelos de escoamento. Um dos *softwares* mais utilizados no mercado eólico é o WAsP (*Wind Atlas Analysis and Application Program*) [Troen e Petersen, 1989]. Contudo, o WAsP utiliza um modelo de escoamento linear, o qual pode inserir erros de grande magnitude na predição da velocidade do vento, sobretudo em terrenos complexos. Em projetos de alta complexidade, seja devido ao terreno ou às condições do vento, o uso de CFD poderá reduzir substancialmente os erros em previsão da velocidade do vento, conforme apresentado por Barriatto, 2018.

## 2.3 Conversão de energia

O efeito aerodinâmico do vento nas pás do aerogerador produz um torque no eixo do rotor, convertendo a energia cinética contida no vento em eletricidade, por meio de um gerador elétrico. Esta seção aborda as características aerodinâmicas das pás, o mecanismo de conversão de energia e como os dados obtidos na seção anterior são acoplados com dados de aerogeradores. Por fim, são apresentadas as perdas de energia comumente presentes em um parque eólico.

### 2.3.1 Aerodinâmica das turbinas eólicas de eixo horizontal (TEEH)

Um aerogerador é um dispositivo de extração de energia cinética do vento. Ao extrair energia do ar em movimento, o escoamento de ar que passa pelo rotor da turbina terá sua velocidade diminuída. A mecânica dos fluidos nos diz que a vazão mássica antes e depois do rotor deverá ser a mesma e, para compensar o déficit de velocidade causado pela extração de energia, é necessário que a seção transversal do “tubo” de ar que passa pelo rotor aumente, conforme apresentado na Figura 2.8. O escoamento de ar a jusante do rotor possui velocidade e pressão estática menores que a montante e esta região é conhecida como a região de esteira (*wake*) [Burton et al., 2011].

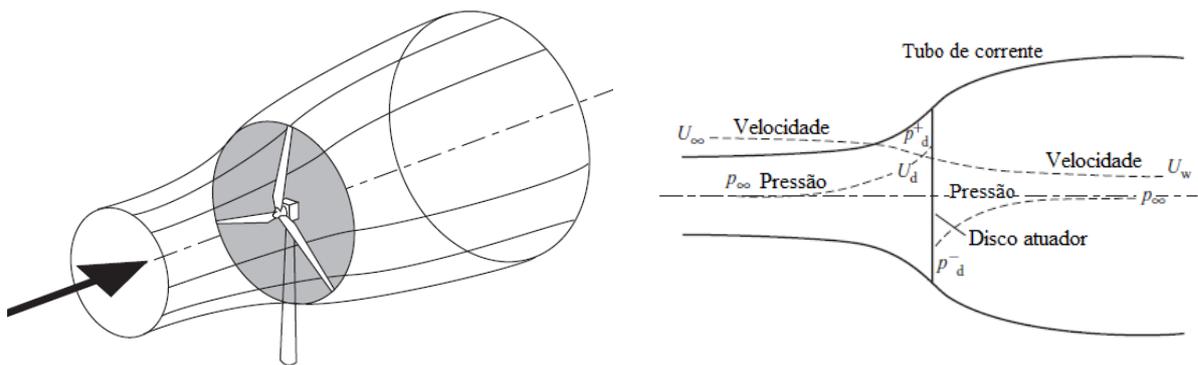


Figura 2.8 - Tubo de extração de energia (esq.) e disco atuador com tubo (dir.) de uma TEEH [retirado de Burton et al., 2011].

O mecanismo apresentado Figura 2.8 é conhecido como o conceito do disco atuador (*actuator disc concept*). A massa de ar que passa por alguma seção transversal do tubo em um dado instante de tempo é dada por  $\rho AU$ , em que  $\rho$  é a massa específica do ar,  $A$  é a área da seção transversal e  $U$  é a velocidade do vento. A vazão mássica deve ser igual em qualquer lugar do tubo de corrente (*stream tube*), portanto

$$\rho A_\infty U_\infty = \rho A_d U_d = \rho A_w U_w \quad (2.7)$$

em que os sobrescritos  $\infty$ ,  $d$  e  $w$  representam a região anterior distante ao disco atuador, a região do disco atuador e a região de esteira, respectivamente.

É comum considerar que o disco atuador induz uma variação de velocidade na velocidade de corrente livre. Essa variação é dada por  $-aU_\infty$  em que  $a$  é chamado de fator de

indução do escoamento axial (*axial flow induction factor*). Desta forma, na região do disco atuador, a velocidade é dada por [Burton et al., 2011]

$$U_d = U_\infty(1 - a) \quad (2.8)$$

### 2.3.2 O limite de Betz

A teoria do *momentum*, juntamente com a aplicação da equação de Bernoulli demonstra que a potência extraída do vento é igual a

$$Potência = 2\rho A_d U_\infty^3 a(1 - a)^2 \quad (2.9)$$

e que o coeficiente de potência é definido por

$$C_p = \frac{Potência}{\frac{1}{2}\rho U_\infty^3 A_d} \quad (2.10)$$

em que o denominador representa a potência disponível no vento, sem a presença do disco atuador. Desta forma,

$$C_p = 4a(1 - a)^2 \quad (2.11)$$

O coeficiente de potência máximo é obtido quando a derivada da Equação 2.11 é nula. Assim, o valor obtido para o fator de indução do escoamento axial é igual a 1/3 e, substituindo este valor na Equação 2.11 obtém-se que

$$C_{pMáx} = \frac{16}{27} \cong 0,593 \quad (2.12)$$

O valor de  $C_p$  máximo é conhecido como limite de Betz, atribuído a Albert Betz, e até hoje nenhum aerogerador conseguiu um coeficiente de potência maior que isso. Isso não é um problema, haja vista a necessidade de escoamento constante de ar, ou seja, caso seja extraída toda a energia contida no vento, isso significaria que não haveria energia suficiente para manter o escoamento a jusante do aerogerador e, portanto, a conversão de energia não ocorreria [Burton et al., 2011].

### 2.3.3 Teoria do elemento de pá

As forças aerodinâmicas de sustentação (*lift*) e arrasto (*drag*) presentes ao longo dos elementos de raio  $r$  e comprimento  $dr$  das várias pás de um aerogerador são as responsáveis pela taxa de variação de momento axial e angular do ar que passa através do anel varrido por esses elementos. A teoria do elemento de pá (*BEM – blade element (momentum) theory*) assume que as forças presentes em cada elemento podem ser calculadas por meio das características em duas dimensões do perfil da pá, a partir do ângulo de ataque entre a velocidade resultante incidente (vento aparente) e a seção transversal do elemento. A teoria é uma simplificação e ignora a componente de velocidade na direção da pá e também efeitos tridimensionais [Burton et al., 2011].

A Figura 2.9 apresenta as velocidades e forças que atuam em um elemento de pá. O sistema verde representa as velocidades do vento, o sistema azul representa as forças paralelas e ortogonais à pá em relação à direção local do vento e, por fim, o sistema vermelho é análogo ao azul, porém transformadas para serem paralelas e ortogonais ao plano de rotação. Assim, a força  $dF_T$  representa a contribuição de força na direção angular, ou seja, o torque útil e a força  $dF_N$  representa o empuxo sofrido no elemento [Ivanell, 2009].

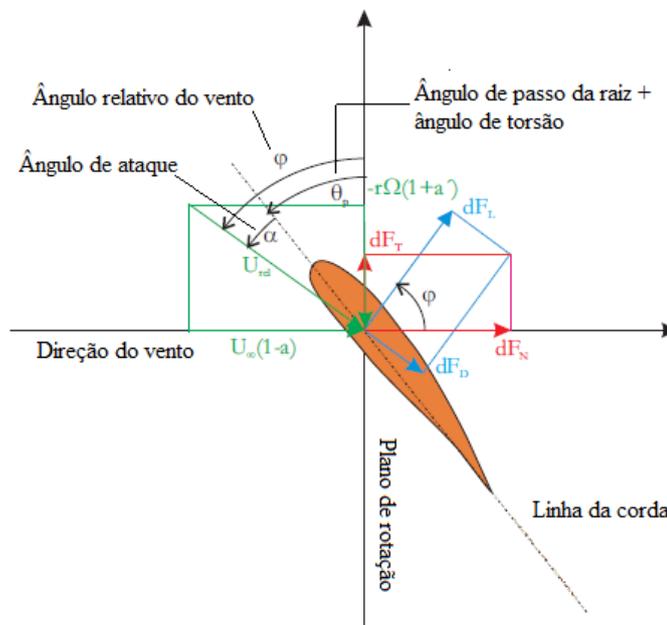


Figura 2.9 - Triângulo de velocidades em um elemento de pá e forças resultantes de sustentação e arrasto [adaptado de Ivanell, 2009].

A partir da Figura 2.9, é possível definir as seguintes relações:

$$\tan \varphi = \frac{U_{\infty}(1-a)}{\Omega r(1+a')} = \frac{(1-a)}{\lambda r(1+a')} \quad (2.13)$$

$$U_{rel} = \frac{U_{\infty}(1-a)}{\text{sen } \varphi} \quad (2.14)$$

$$dF_L = C_l \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 c dr \quad (2.15)$$

$$dF_D = C_d \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 c dr \quad (2.16)$$

$$dF_N = dF_L \cos \varphi + dF_D \text{sen } \varphi \quad (2.17)$$

$$dF_T = dF_L \text{sen } \varphi - dF_D \cos \varphi \quad (2.18)$$

em que os subscritos  $L$  e  $D$  representam sustentação e arrasto, respectivamente, e  $c$  é a corda do perfil do elemento.

A força total em uma pá será a soma das forças de todas as seções da pá. Para uma seção de raio  $r$  e número de pás  $B$ , a força resultante  $dT$  e o torque  $dQ$  são obtidos por meio das equações abaixo:

$$dT = B \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 (C_l \cos \varphi + C_d \text{sen } \varphi) c dr \quad (2.19)$$

$$dQ = BrdF_T = B \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 (C_l \text{sen } \varphi - C_d \cos \varphi) c r dr \quad (2.20)$$

### 2.3.4 Curva de potência de um aerogerador

Conforme apresentado na seção 2.3.2, a potência disponível no vento é dada pelo produto entre a área varrida, a massa específica do ar e a velocidade do vento. Logo, a potência extraída por um aerogerador será igual a:

$$P = \frac{1}{2} C_p \rho A U^3 \quad (2.21)$$

O aumento da potência extraída apenas varia significativamente caso seja aumentada a área varrida ( $A$ ) ou a velocidade do vento incidente ( $U$ ). No que concerne à área varrida, nos últimos anos houve um significativo aumento do diâmetro dos rotores, inicialmente inferiores a 40 m e hoje chegando próximo aos 120 m, conforme Figura 1.2. A potência extraída do vento varia com o cubo da velocidade do vento, ressaltando a importância da escolha adequada do local do projeto. Contudo, embora essa relação seja teoricamente cúbica, na

prática, por questões estruturais e de vida útil da máquina, essa relação não se mantém, pois a velocidade da máquina é controlada após atingir sua potência nominal. A fim de aproveitar melhor a potência disponível no vento, máquinas de maior potência nominal têm sido instaladas, conforme Figura 1.2.

Na Figura 2.10, a curva e coeficiente de potência da máquina Enercon E101-3050 kW, juntamente com a frequência de ocorrência do vento da Figura 2.7 (b). À medida que a máquina passa a ter sua velocidade controlada, geralmente por controle de passo (*pitch*), o coeficiente de potência diminui, pois uma menor parcela da potência disponível no vento passa a ser aproveitada, conforme indica a Equação 2.10.

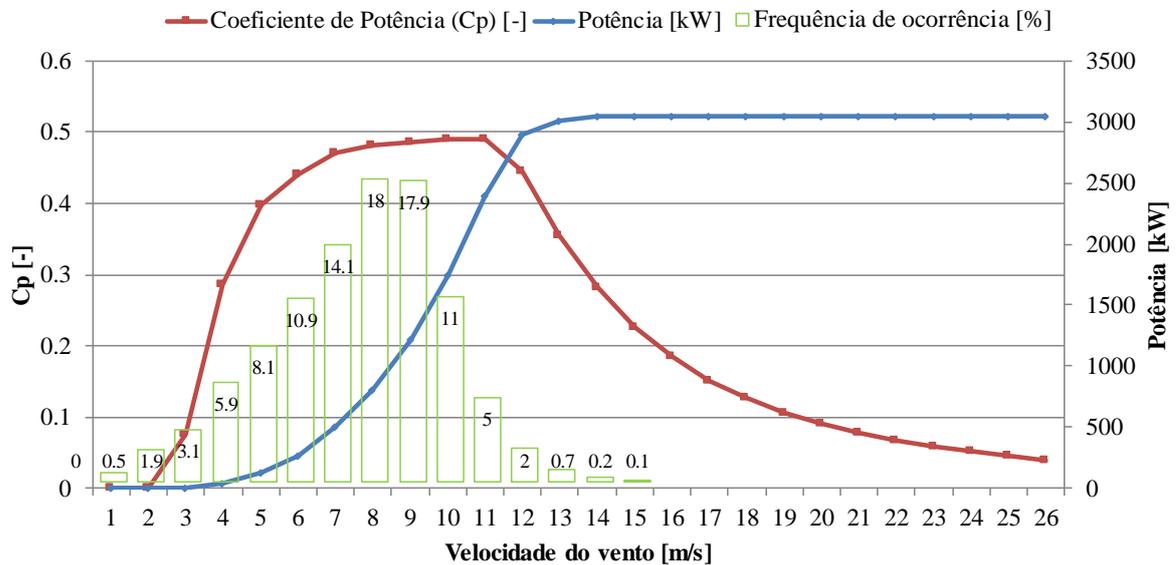


Figura 2.10 - Curva e coeficiente de potência da máquina Enercon E101-3050 kW [fonte: Wobben-Enercon] e frequência de ocorrência do vento para uma torre no interior da Bahia [Barriatto, 2018].

### 2.3.5 Produção de energia anual bruta

Com o recurso eólico caracterizado no local de interesse, é feita a associação deste recurso com as características técnicas dos aerogeradores do projeto, obtendo-se a estimativa de produção de energia para o período da vida útil do parque, que é normalmente igual a 20 anos. A produção anual de energia bruta de um aerogerador é calculada por meio da distribuição de frequência de longo prazo e a altura do cubo do rotor e a curva de potência do aerogerador. Assim, a energia anual bruta é dada por

$$E_i = 8766 \sum P(v)f(v) \quad (2.22)$$

em que  $E_i$  é a energia bruta gerada por um aerogerador,  $P(v)$  é a potência da turbina eólica a uma velocidade  $v$  e  $f(v)$  é a frequência de ocorrência da velocidade  $v$ . Como um parque eólico geralmente possui vida útil de 20 anos, o multiplicador 8766 representa o número médio de horas por ano, incluindo os anos bissextos.

A energia bruta total de um parque eólico  $E_p$  é dada pela soma das energias individuais de todos os aerogeradores. Assim,

$$E_p = \sum E_i \quad (2.23)$$

Um índice muito utilizado no desenvolvimento de projetos eólicos é o fator de capacidade (FC) do parque. O FC é a relação entre a energia efetivamente gerada pelo parque e a energia que este mesmo parque poderia ter gerado caso tivesse operado 100% do tempo na sua potência nominal. Desta forma,

$$FC = \frac{E_p}{8766NP_N} \quad (2.24)$$

em que  $N$  é o número de máquinas de parque e  $P_N$  é a potência nominal individual do aerogerador.

### 2.3.6 Perdas

Diversas perdas de energia estão presentes na análise da produção de energia de um parque eólico. Estas perdas, quando aplicadas ao valor de energia bruta do parque, podem reduzir a estimativa de energia em mais de 20%. As principais categorias de perdas são: efeito esteira e de bloqueio, fatores ambientais, indisponibilidade dos aerogeradores, perdas elétricas, desempenho do aerogerador e restrições operacionais.

A região a jusante de um ou mais aerogeradores possui déficit de velocidade e alta turbulência. Essa região é conhecida como a região de esteira aerodinâmica. As perdas por

efeito esteira apenas são mínimas quando há apenas uma fileira de aerogeradores bem espaçados. Como é comum que mais fileiras sejam implantadas e, muitas vezes, com curto espaçamento entre as mesmas, as perdas por efeito esteira podem ultrapassar o valor de 15%.

No que concerne a perdas ambientais, estas geralmente são dependentes do tempo, aumentando progressivamente. A poeira, a chuva e a insolação causam desgaste nos componentes de um aerogerador. Parques litorâneos tendem a degradar mais devido à salinidade do mar. As perdas ambientais ficam na faixa de 0,5% a 1,5% ao longo dos 20 anos de operação do parque. Outras perdas da categoria ambiental, não dependentes do tempo, são as paradas devido ao acúmulo de gelo e devido a altas temperaturas.

A disponibilidade representa o montante de tempo que um aerogerador opera sem paradas. Em outras palavras, a taxa de indisponibilidade representa o número de horas que a máquina fica parada durante um ano. Na maioria dos casos, os fabricantes de aerogeradores garantem uma disponibilidade contratual do aerogerador de 97%. Contudo, há diversas outras fontes de indisponibilidade que não estão incluídas no contrato. Estas incluem dificuldade de acesso para realizar manutenções, indisponibilidade da rede elétrica, parada por acúmulo de gelo, parada devido a descargas elétricas, paradas inesperadas não contempladas no contrato, como, por exemplo, desenrolar de cabos, entre outras exclusões. O valor de indisponibilidade não contemplado em contratos fica entre 1% e 3%, mas pode se tornar um valor muito maior, caso a operação e manutenção do parque eólico não seja adequada.

Perdas elétricas irão depender do ponto que está sendo analisado. Em geral, é contabilizada a perda desde o aerogerador até a subestação do parque eólico, sendo esta entre 2% e 3%.

Além disso, a curva de potência de um aerogerador tende a operar abaixo do que foi vendida pelo fabricante, isso pois as condições do local de medição, geralmente próximo à fábrica, são diferentes das condições do local do projeto. Além da intensidade de turbulência, fatores como estabilidade atmosférica e ângulo de incidência do vento tendem a causar efeitos adversos no desempenho. O desempenho de um aerogerador fica entre 1% e 3% abaixo do valor fornecido a partir de sua curva comercial.

As restrições operacionais são de diversas fontes. A mais comum se dá devido à gestão de funcionamento por direção (*wind sector management – WSM*). O *layout* típico dos aerogeradores em um parque eólico é disposto em fileiras perpendiculares à direção

predominante do vento, com grande espaçamento entre filas e menor espaçamento entre máquinas da mesma fila. Em momentos nos quais o vento sopra na direção não predominante, os aerogeradores estarão em uma região de esteira e intensidade de turbulência altíssimas. Para mitigar esses efeitos, é aplicado um WSM em aerogeradores intercalados, que é essencial para a integridade estrutural dos aerogeradores, porém implicando em uma perda que, normalmente, não ultrapassa a marca de 2%. Outras restrições presentes são: capacidade da rede elétrica, situação na qual o parque está entregando mais energia à subestação que o permitido. Isso geralmente ocorre quando o parque possui uma potência nominal maior que o suportado pela rede elétrica. Embora pareça um erro de projeto, isso na verdade é uma estratégia para projetos em regiões com recurso eólico de baixa intensidade. Como o parque apenas alcança a potência máxima em períodos limitados, haverá uma perda mínima ao longo de um ano. Outras restrições incluem: restrições devido à emissão de ruído, sombreamento intermitente e restrições devido à passagem de animais silvestres, como morcegos e águias.

Por fim, o efeito de bloqueio em um parque eólico sempre foi um assunto recorrente e que sabidamente existe, porém sem estudos aprofundados para justificar sua implementação em estudos de energia eólica. A IEC61400-12-1, de medições de curva de potência, indica um bloqueio na velocidade do vento livre causado pela torre anemométrica, além disso, a própria teoria apresentada nas seções 2.3.1 e 2.3.2 indica a possibilidade de um retardo na velocidade do vento a montante de um aerogerador. De acordo com o estudo de Bleeg et al., 2018, o efeito de bloqueio impacta não só na velocidade do vento local, como também na medição da curva de potência. Com respeito à medição da curva de potência, estimou-se que há um déficit na velocidade do vento de cerca de 1% a montante do aerogerador, logo, é esperado que este mesmo déficit seja observado em parques operacionais e que, muito provavelmente, seja maior ou igual a 1%.

Imaginando um parque eólico de 100 MW de potência nominal e fator de capacidade de aproximadamente 40%, juntamente com um valor de venda de R\$150 ao MWh, 1% de perda anual de energia representa uma perda financeira de cerca de 500 mil reais.

## **2.4 Modelagem do escoamento**

O escoamento é quantificado por meio de modelos numéricos geralmente baseados nas equações de Navier-Stokes. Neste contexto, originou-se a chamada dinâmica de fluidos

computacional (*computational fluid dynamics - CFD*). Os primeiros estudos com CFD no contexto de turbinas eólicas foram na estimativa das propriedades bidimensionais de pás eólicas. Entretanto, graças aos avanços tecnológicos envolvendo a capacidade de processamentos de computadores, análises com CFD têm ganhado cada vez mais espaço no mercado eólico, sendo utilizadas desde estudos da camada limite em pás eólicas, até estudos da camada limite atmosférica (CLA) [Sumner et al., 2010].

Conforme descrito na seção 2.2.5, a modelagem do escoamento nada mais é que a extrapolação horizontal do recurso eólico nas torres anemométricas para as posições de interesse. Como a potência extraída por um aerogerador varia com o cubo da velocidade, qualquer acréscimo ou decréscimo de velocidade pode fazer diferença.

A modelagem do escoamento pode ter diversos níveis de complexidade. Os modelos lineares baseiam-se no conceito de pequenas perturbações em função da orografia, como é o caso do *software* WAsP [Jackson e Hunt, 1975]. É sabido, entretanto, que o WAsP tende a inserir erros de previsão de velocidade de grandes magnitudes, sobretudo em terrenos complexos.

O segundo nível de modelagem é, provavelmente, o que há de melhor na relação resultado-tempo. O modelo RANS (*Reynolds Average Navier-Stokes*) realiza a solução dos campos médios de velocidade e pressão, enquanto que todas as escalas da turbulência são modeladas. A abordagem RANS, também chamada modelagem clássica da turbulência, possui o chamado problema de fechamento, devido à adição de seis novas incógnitas ao modelo e, para contornar esse problema, é necessário o uso de modelos para resolver as escalas da turbulência. Alguns dos modelos de turbulência empregados na formulação RANS são o  $k-\epsilon$ ,  $k-\omega$ ,  $k-\omega$  SST,  $k-\epsilon$  *realizable* e  $k-\epsilon$  RNG.

Na simulação LES, as grandes escalas presentes no espectro da turbulência são resolvidas, ao passo que as pequenas escalas são modeladas. Esse método tem ganhado um pouco mais de espaço com o avanço computacional, contudo ainda não o suficiente para ser utilizada em escala industrial.

Por fim, a simulação numérica direta (*direct numerical simulation - DNS*), consiste na solução tridimensional direta das equações instantâneas que governam o escoamento de fluidos, que são a da continuidade e de balanço de momento. De acordo com Wilcox, 2006 o tempo de processamento para simulações DNS aumenta consideravelmente com o número de

Reynolds. O número de Reynolds pode, facilmente, ultrapassar os 10 milhões, tornando a solução para modelagem do escoamento em parques eólicos uma tarefa bastante complexa [Radünz, 2018].

### 2.4.1 Modelagem matemática RANS

A metodologia RANS, brevemente discutida na seção anterior, consiste na decomposição dos campos de pressão e de velocidade [Wilcox, 2006]. De acordo com Möller e Silvestrini, 2004, a decomposição de Reynolds permite realizar uma substituição no princípio da conservação de massa e resulta em uma modificação da equação de conservação de massa, conforme apresentado pelas equações 2.25, 2.26 e 2.27.

$$u(t) = \bar{u} + u'(t) \quad (2.25)$$

$$\frac{\partial u_i}{\partial x_i} = 0 \quad (2.26)$$

$$\frac{\partial}{\partial x_i} (\bar{u}_i + u'_i) = 0 \quad (2.27)$$

Com a decomposição de Reynolds para a pressão e velocidade de acordo com o princípio da quantidade de movimento, Equação 2.28, obtém-se o balanço de quantidade de movimento, conforme a Equação 2.29. O tensor de correlações,  $\overline{u'_i u'_j}$ , compõe as tensões de Reynolds e pode ser expresso pela Equação 2.30. De acordo com Möller e Silvestrini, 2004, o acréscimo das tensões de Reynolds nas equações de Reynolds gera um problema de fechamento e, então, é necessário o uso de modelos de turbulência.

$$\frac{\partial u_i}{\partial t} + u_j \frac{\partial u_i}{\partial x_j} = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial x_i} + \nu \frac{\partial^2 u_i}{\partial x_j \partial x_j} \quad (2.28)$$

$$\frac{\partial \bar{u}_i}{\partial t} + \bar{u}_j \frac{\partial \bar{u}_i}{\partial x_j} = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial \bar{p}}{\partial x_i} + \frac{\partial^2 \bar{u}_i}{\partial x_j \partial x_j} - \frac{\partial}{\partial x_j} \overline{u'_i u'_j} \quad (2.29)$$

$$-\rho \overline{u'_i u'_j} = \tau \quad (2.30)$$

### 2.4.2 O modelo de turbulência k-ε aplicado à CLA

De acordo com Wilcox, 2006, o modelo k- $\epsilon$  foi o modelo de duas equações mais popular até a última década do século XX. Hoje, ele ainda é usado extensivamente na análise de projetos eólicos devido à sua robustez [Radünz, 2018]. O modelo k- $\epsilon$  introduz equações para o balanço de energia cinética turbulenta (ECT) e sua taxa de dissipação (TDECT). A seguir são apresentadas, na ordem, a viscosidade turbulenta cinemática  $\nu_t$ , a ECT e a TDECT [Wilcox, 2006].

$$\nu_t = C_\mu \frac{k^2}{\epsilon} \quad (2.31)$$

$$\frac{\partial k}{\partial t} + U_j \frac{\partial k}{\partial x_j} = \tau_{ij} \frac{\partial U_i}{\partial x_j} - \epsilon + \frac{\partial}{\partial x_j} \left[ \left( \nu + \frac{\nu_t}{\sigma_k} \right) \frac{\partial k}{\partial x_j} \right] \quad (2.32)$$

$$\frac{\partial \epsilon}{\partial t} + U_j \frac{\partial \epsilon}{\partial x_j} = C_{\epsilon 1} \frac{\epsilon}{k} \tau_{ij} \frac{\partial U_i}{\partial x_j} - C_{\epsilon 2} \frac{\epsilon^2}{k} + \frac{\partial}{\partial x_j} \left[ \left( \nu + \frac{\nu_t}{\sigma_\epsilon} \right) \frac{\partial \epsilon}{\partial x_j} \right] \quad (2.33)$$

As constantes de fechamento das equações acima são

$$C_{\epsilon 1} = 1,44 \quad C_{\epsilon 2} = 1,92 \quad C_\mu = 0,09 \quad \sigma_k = 1,0 \quad \sigma_\epsilon = 1,3 \quad (2.34)$$

Este modelo, proposto por Launder e Spalding, 1974 é conhecido como o modelo k- $\epsilon$  clássico. O estudo comparativo realizado por Bechmann et al., 2011 avaliou o desempenho de metodologias CFD de diversos participantes na predição da velocidade do vento na ilha de Bolund, na Dinamarca. O teste reuniu 57 participantes e os que obtiveram melhores resultados usaram simulações CFD RANS com o modelo de turbulência k- $\epsilon$ , sendo este com constantes modificadas ou não.

De acordo com Beljaars e Walmsley, 1987 o modelo k- $\epsilon$  clássico não é adequado para escoamentos atmosféricos, de modo que as constantes  $C_\mu$  e  $\sigma_\epsilon$  são alteradas para 0,033 e 1,85, respectivamente. Esta variação, aqui chamada de k- $\epsilon$  atmosférico, foi implementada por vários participantes do estudo na ilha de Bolund e por diversos outros no estudo de Askervein Hill, como, por exemplo, Castro et al., 2003. Radünz, 2018, realizou um estudo do escoamento atmosférico com CFD no estado do Rio Grande do Sul e na validação de seu método CFD, utilizou-se das informações apresentadas em ambos os estudos de Bolund e Askervein. O autor comparou o desempenho do modelo k- $\epsilon$  clássico e do atmosférico. Para ambos os casos, o modelo atmosférico foi superior ao clássico.

### 3 METODOLOGIA

#### 3.1 Dados de vento

Dados anemométricos de boa qualidade geralmente pertencem a empresas privadas que preferem não expor estes dados ao público. O presente trabalho tem o objetivo de analisar o impacto do perfil vertical na produção de energia em três regiões brasileiras e, desta forma, apenas necessita derivar um perfil médio, não sendo de extrema necessidade os dados em base de 10 minutos.

Foi dada preferência a trabalhos que tivessem utilizado dados brutos em sua análise e que tenham apresentado a variação de velocidade em pelo menos duas alturas. Foram encontrados quatro trabalhos com dados de boa qualidade e que puderam ser utilizados para o Rio Grande do Sul (RS) [Breitenbach, 2016; Radünz, 2018], interior da Bahia (BA) [Barriatto, 2018] e litoral do Ceará (CE) [Linard, 2010].

Após a análise dos dados, os mesmos foram submetidos ao processo descrito na seção 2.1.2 a fim de encontrar o coeficiente de extrapolação vertical, alfa, em cada caso. Ainda, foi feito um procedimento de regressão linear a partir da Equação 2.3 a fim de estimar o comprimento de rugosidade local.

##### 3.1.1 Local 1 – Rio Grande do Sul

As medições utilizadas por Breitenbach, 2016 são referentes a uma torre anemométrica localizada em São Francisco de Paula (SFOP). O autor apresenta a velocidade média em três alturas distintas, conforme Tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Velocidades médias para três alturas distintas em uma torre em SFOP [adaptado de Breitenbach, 2016].

Altura de medição [m]	Velocidade média [m/s]
100	6,52
70	5,97
40	5,30

A obtenção do coeficiente de extrapolação vertical a partir da lei de potência requer pelo menos duas alturas de medição, conforme a Equação 2.4. Desta forma, para a torre em questão, três combinações de alturas são possíveis: 100/70, 100/40 e 70/40 e que resultou em um alfa médio de 0,216. A regressão linear aplicada para esses dados resulta em um comprimento de rugosidade  $Z_0$  igual a 0,61 m, valor o qual, para a região dos campos de cima da serra, tende a estar superestimado. Como sempre há uma incerteza nas medições, aliado ao fato de não se ter informações completas das alturas de medição, qualidade dos anemômetros e qualidade da análise dos dados, considerou-se que o uso destes dados é adequado.

Já para a região de Panambi (PAN), o autor apresenta uma imagem com a variação diária da velocidade do vento para três alturas distintas, conforme ilustra a Figura 3.1.

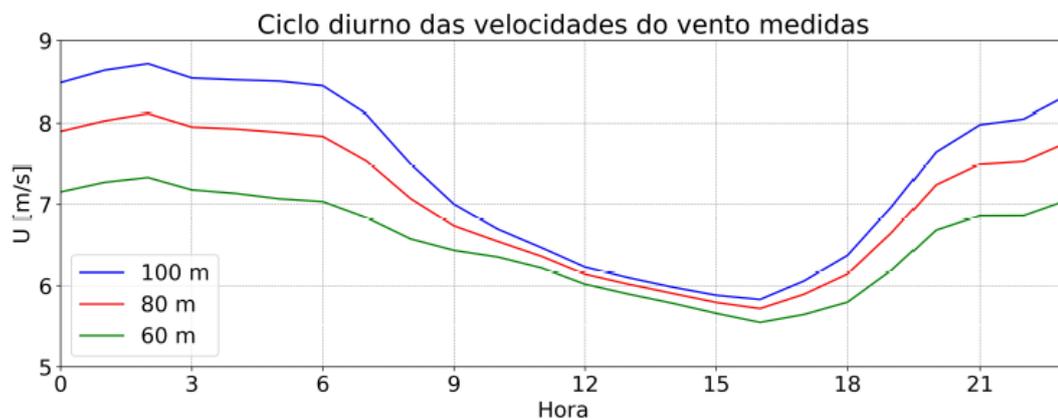


Figura 3.1 - Perfil diurno da velocidade do vento em três alturas distintas para uma torre em PAN [retirado de Radünz, 2018].

O autor do trabalho em PAN forneceu os dados de velocidade do vento indicados na Figura 3.1 em forma numérica, pelo que foi possível derivar o perfil diário do coeficiente de extrapolação vertical com maior precisão, conforme Tabela 3.2. Observa-se também que, embora o RS geralmente não sofra efeito de estabilidade atmosférica, há uma grande variação entre valores de alfas diurnos e noturnos, indicando que haveria possibilidade de estabilidade no local. Entretanto, não é possível confirmar a presença deste fenômeno apenas a partir da variação do cisalhamento, visto que fatores como intensidade de turbulência, comprimento de Monin-Obukhov e temperatura potencial, a qual relaciona temperatura, pressão, entre outros parâmetros, também são fundamentais, conforme apresentado por Barriatto, 2018. Desta forma, a classificação adotada na Tabela 3.2 foi utilizada de maneira simplificada, baseando-se unicamente nas diferentes magnitudes de alfa.

Tabela 3.2 - Perfil diário do alfa para uma torre anemométrica em PAN.

Hora	Alfa	Regime <sup>a</sup>	Hora	Alfa	Regime <sup>a</sup>
00:00	0,333	Estável	12:00	0,067	Instável
01:00	0,336	Estável	13:00	0,066	Instável
02:00	0,337	Estável	14:00	0,065	Instável
03:00	0,339	Estável	15:00	0,075	Instável
04:00	0,345	Estável	16:00	0,096	Instável
05:00	0,360	Estável	17:00	0,136	Instável
06:00	0,357	Estável	18:00	0,184	Neutro
07:00	0,332	Estável	19:00	0,230	Neutro
08:00	0,258	Neutro	20:00	0,261	Estável
09:00	0,166	Neutro	21:00	0,294	Estável
10:00	0,103	Instável	22:00	0,311	Estável
11:00	0,076	Instável	23:00	0,326	Estável

a. A classificação dos regimes é simplificada e apenas indicativa.

O valor de alfa médio resultante foi de 0,227. Este valor está dentro do esperado e, também, é coerente que ele seja superior ao valor de SFOP, visto que é esperado que a região de SFOP seja de campos abertos e, portanto, com menor alfa. A regressão linear indica um  $Z_0$  de cerca de 1,2 m, valor que também aparenta estar superestimado.

A Figura 3.2 apresenta o perfil vertical derivado pela lei de potência para ambos os locais, juntamente com os valores reais da medição.

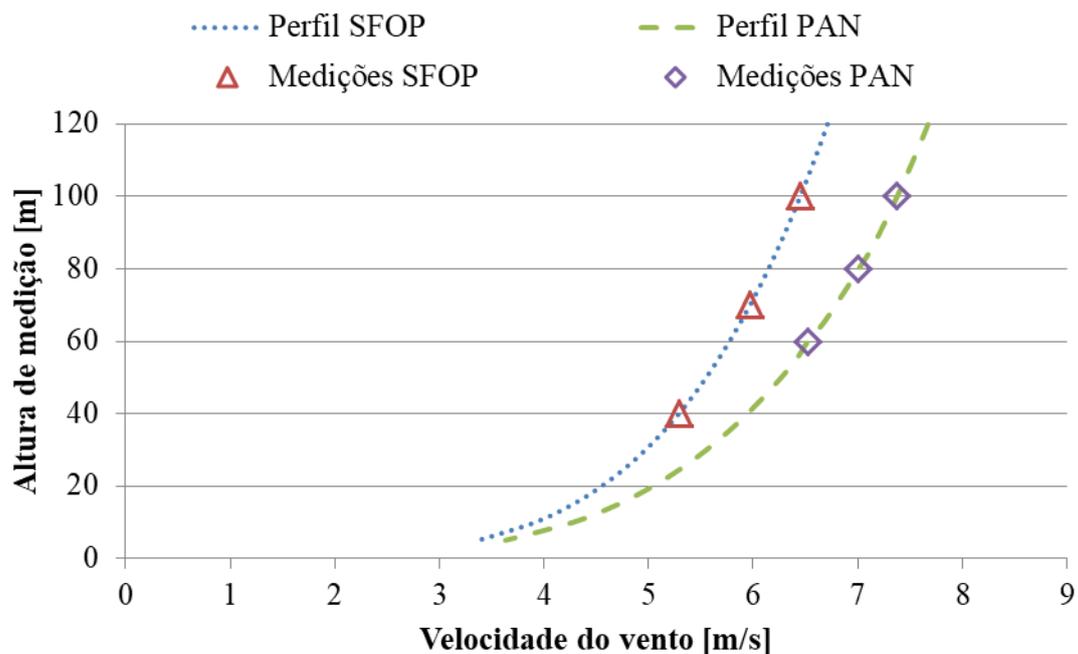


Figura 3.2 - Perfil vertical e medições reais para uma torre anemométrica em SFOP e outra em PAN.

### 3.1.2 Local 2 – Interior da Bahia

Para o interior da Bahia (BA), foram utilizados os dados apresentados por Barriatto, 2018. O autor apresenta diretamente o perfil vertical esperado, juntamente com seu alfa e  $Z_0$ , ambos coerentes para a região da BA – região caracteriza pelo bioma da Caatinga. É interessante observar que a curva obtida com a lei de potência é muito parecida com a curva obtida pela lei logarítmica, sobretudo acima de 40 m, corroborando com a informação apresentada na seção 2.1.2.

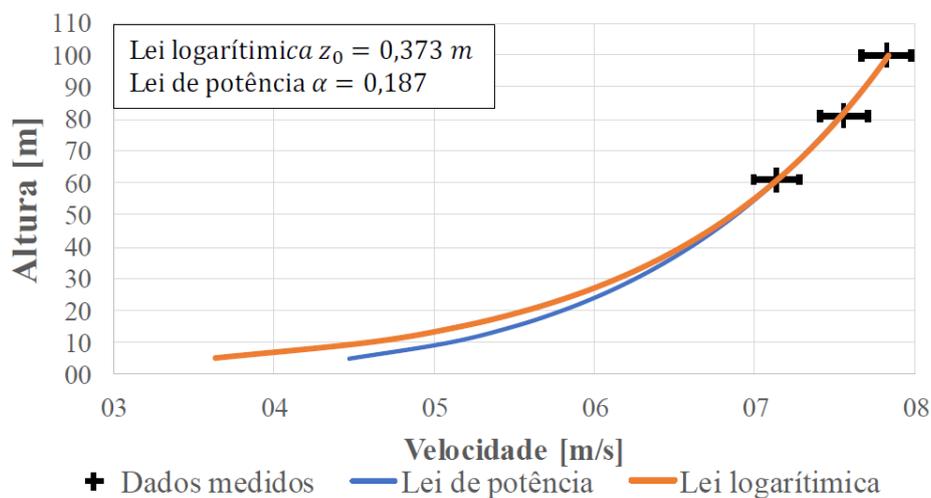


Figura 3.3 - Perfil vertical para uma torre anemométrica na BA [retirado de Barriatto, 2018].

A região da BA é uma região na qual há presença de efeitos da estabilidade atmosférica, conforme apresentado pelo autor do trabalho do qual foram extraídos os dados. O autor também apresenta a variação do coeficiente alfa e da IT ao longo do dia, conforme apresentado na Figura 3.4. Nesta mesma figura, classificou-se o período noturno como regime estável e o período diurno como instável, além de uma região de transição entre os primeiros, denominada regime neutro. Embora nesta região da Bahia ocorra regime de estabilidade atmosférica, o mesmo não necessariamente ocorre durante toda a noite, pelo que a classificação adotada na Figura 3.4 considerou unicamente as magnitudes de alfa para definir o tipo de regime em cada hora, da mesma forma que fora adotado para PAN. Trata-se, portanto, de uma classificação simplificada do local, com o objetivo de analisar a diferença entre as magnitudes de alfa e de IT.

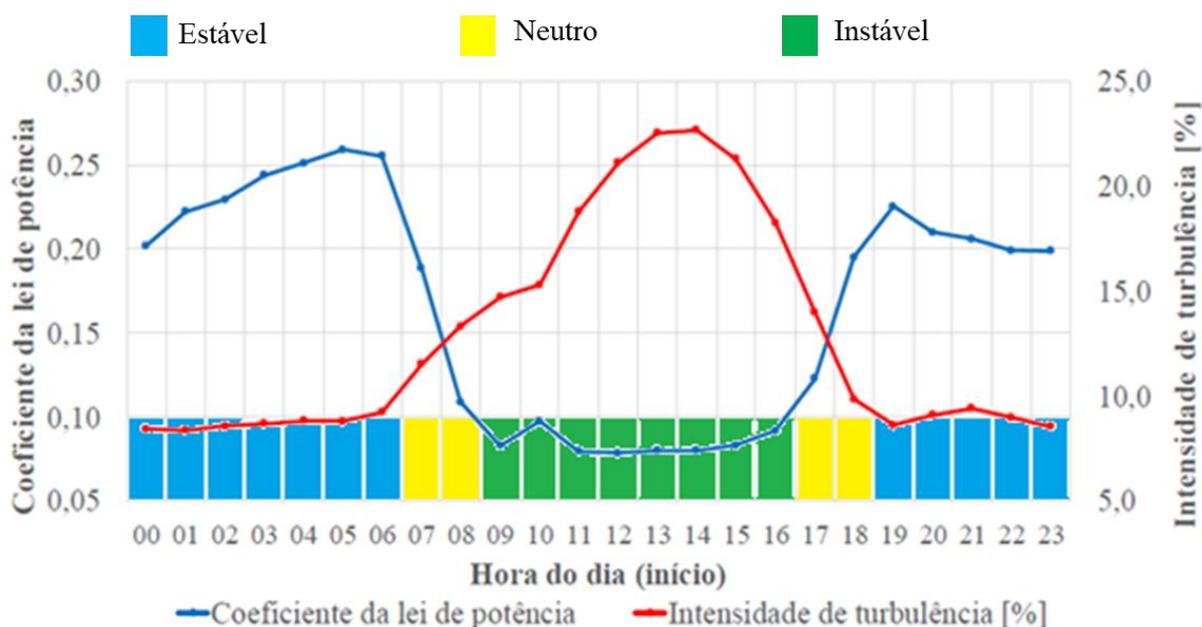


Figura 3.4 - Perfil diurno de alfa e da intensidade de turbulência para uma torre na BA [adptado de Barriatto, 2018].

Para cada hora do dia, os dados apresentados na Figura 3.4 foram extraídos de maneira gráfica, tanto para os coeficientes de cisalhamento quanto para os valores de IT, obtendo-se os dados da Tabela 3.3.

Tabela 3.3 - Variação horária média do coeficiente de extrapolação vertical alfa e classificação do regime para a torre na BA.

Hora	Alfa	IT [%]	Regime	Hora	Alfa	IT [%]	Regime
00:00	0,201	9,0	Estável	12:00	0,080	24,5	Instável
01:00	0,220	9,0	Estável	13:00	0,080	26,5	Instável
02:00	0,230	9,2	Estável	14:00	0,080	27,0	Instável
03:00	0,244	9,3	Estável	15:00	0,084	25,0	Instável
04:00	0,250	9,4	Estável	16:00	0,091	21,5	Instável
05:00	0,256	9,5	Estável	17:00	0,122	16,0	Neutro
06:00	0,252	9,8	Estável	18:00	0,195	11,0	Neutro
07:00	0,187	12,5	Neutro	19:00	0,225	9,4	Estável
08:00	0,110	15,0	Neutro	20:00	0,210	9,7	Estável
09:00	0,082	17,0	Instável	21:00	0,206	10,2	Estável
10:00	0,099	17,5	Instável	22:00	0,199	9,7	Estável
11:00	0,080	21,5	Instável	23:00	0,198	9,1	Estável

A média para cada tipo de regime, a partir da Tabela 3.3 é apresentada na Tabela 3.4. Já a representação gráfica destes três alfas, juntamente com o alfa médio de 0,187, são apresentados na Figura 3.5.

Tabela 3.4 - Alfa e IT médios para cada tipo de regime para a torre na BA.

Tipo de regime	Alfa médio	IT [%]
Estável (BA-E)	0,224	9,4
Neutro (BA-N)	0,154	13,6
Instável (BA-I)	0,085	22,6

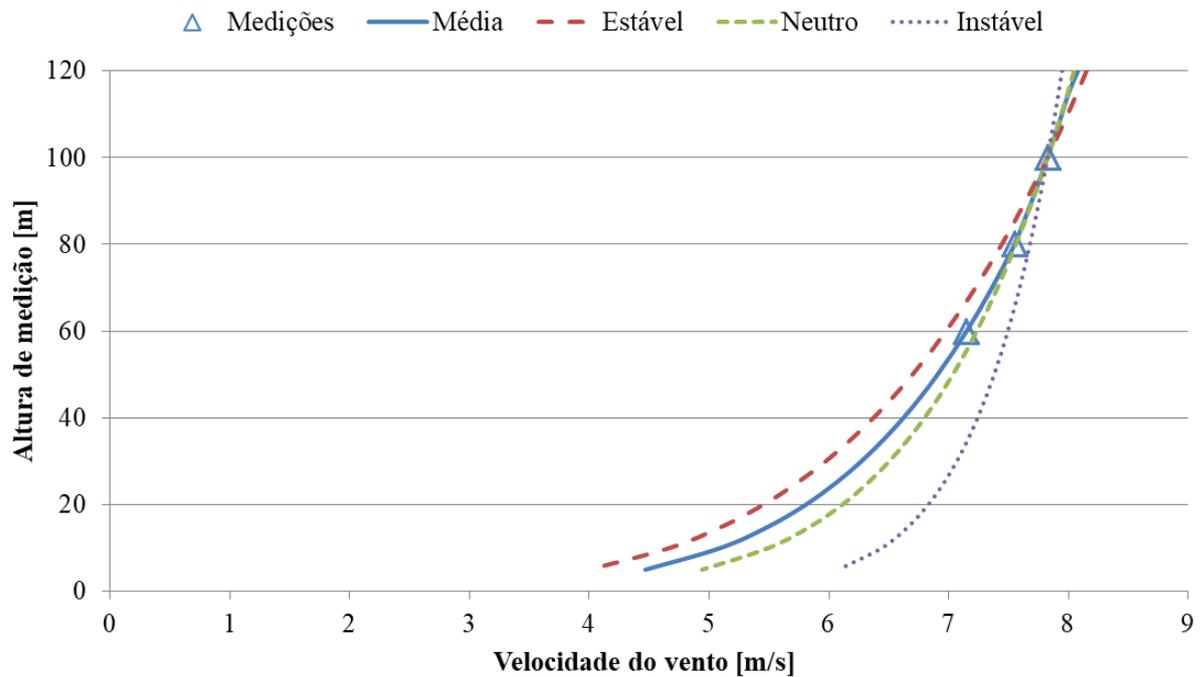


Figura 3.5 - Perfis verticais e medições reais para uma torre anemométrica na BA.

### 3.1.3 Local 3 – Litoral do Ceará

Os dados utilizados para o litoral do Ceará (CE) foram obtidos a partir do trabalho de Linard, 2010 e são provenientes de uma torre anemométrica instalada em Camocim. O autor apresenta as velocidades mensais em três alturas distintas para o período de um ano, conforme Figura 3.6.

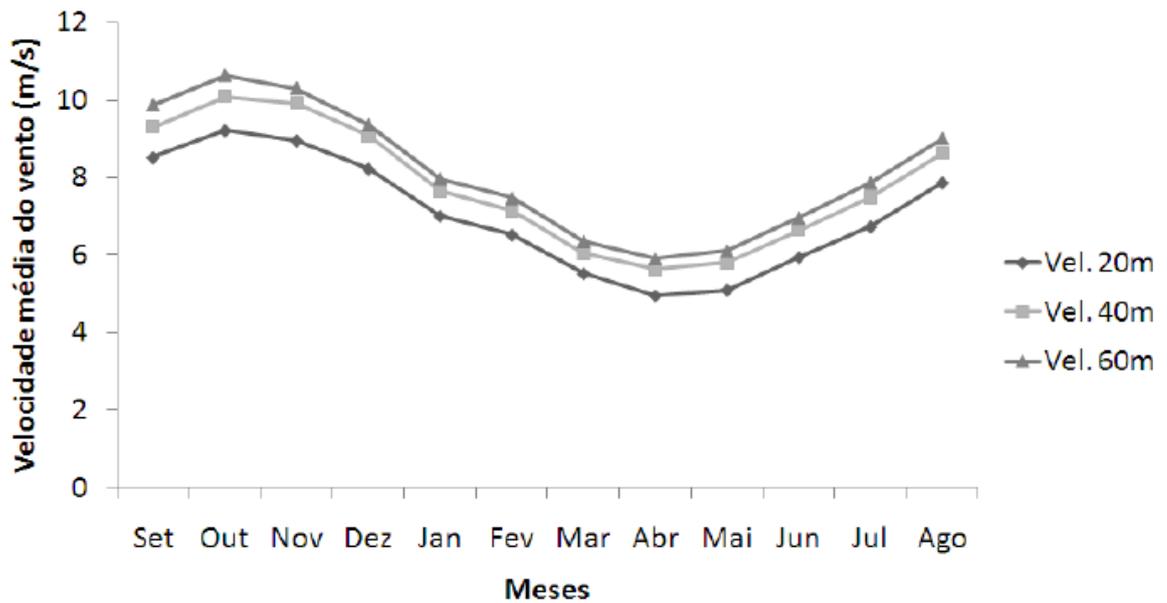


Figura 3.6 - Velocidades médias mensais para uma torre anemométrica no CE [retirado de Linard, 2010].

De maneira gráfica, foram extraídas as velocidades médias para cada mês e, posteriormente, foi feita a média destas velocidades e que resultou nos valores Tabela 3.5.

Tabela 3.5 - Velocidade média para três alturas distintas em uma torre no CE.

Altura de medição [m]	Velocidade média [m/s]
60	8,11
40	7,76
20	6,98

A aplicação da lei de potência nos três pares no CE resultou em um alfa médio de 0,135, valor que aparenta estar coerente. A regressão linear aplicada para esses dados resulta em um comprimento de rugosidade  $Z_0$  igual a 0,024 m, valor o qual, para regiões litorâneas, aparenta estar correto. O perfil obtido a partir do alfa médio de 0,135, juntamente com as medições são apresentados na Figura 3.7 e, neste caso, o perfil vertical não está completamente adequado às três alturas de medição. Uma possível causa para isso é a presença de uma altura de medição baixa (20 m). Geralmente, alturas de medição muito baixas são descartadas da análise pois costumam estar muito influenciadas pelos efeitos da rugosidade. Desta foram, derivou-se um alfa a partir do par de sensores a 60 m e a 40 m. O alfa para o par 60/40 é igual a 0,110 e é provável que com alturas de medição acima de 60

metros, esse valor diminuiria ainda mais. Desta forma, considerou-se o alfa derivado a partir das duas alturas mais altas, mais adequado que o valor médio. Na Figura 3.7 também é apresentado o perfil utilizando apenas as duas medições mais altas da torre anemométrica.

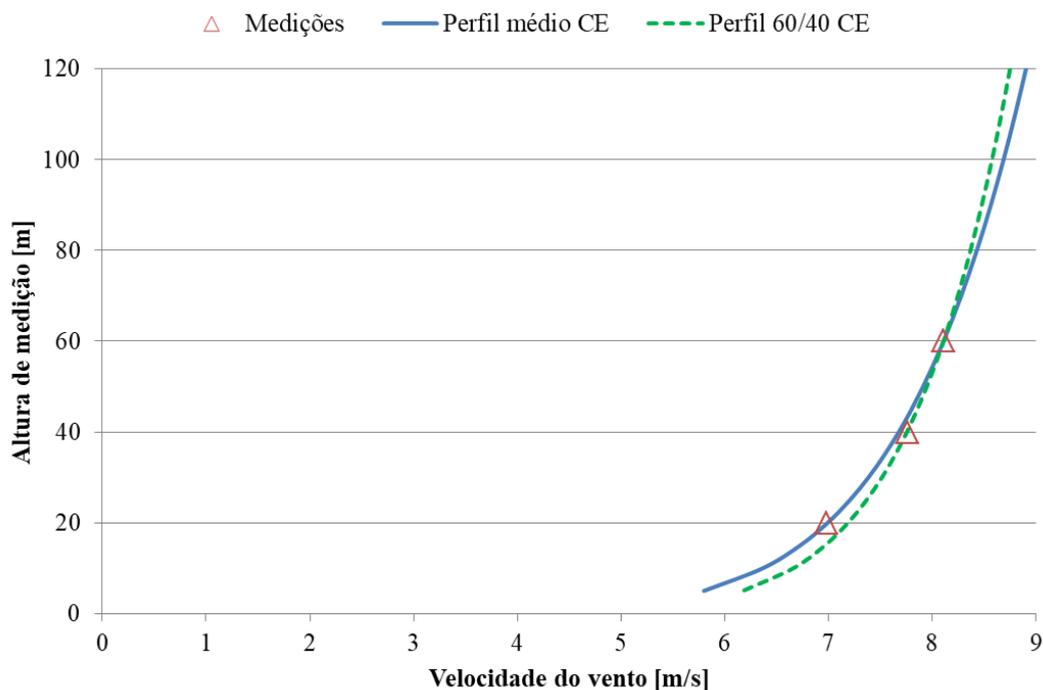


Figura 3.7 - Perfis verticais do vento com diferentes alfas e medições reais para uma torre anemométrica no CE.

## 3.2 Dados de entrada do modelo

### 3.2.1 O aerogerador

O aerogerador utilizado no estudo é um aerogerador de referência fornecido pela NREL. Trata-se de um aerogerador do projeto WindPACT (*Wind Partnership for Advanced Component Technologies*) com as características conforme Tabela 3.6.

Tabela 3.6 - Características do aerogerador [Rinker e Dykes, 2018].

Modelo	NREL WindPACT 1,5 MW
Altura do cubo do rotor	84 m
Diâmetro do rotor (D)	70 m
Potência nominal	1,5 MW
Velocidade nominal do vento	13 m/s
Rotação nominal	20,463 rpm ou 2,142 rad/s

A pá é dividida em 15 seções principais. Na Tabela 3.7 são apresentados a posição de cada seção (nó) em relação ao centro do rotor, os parâmetros de corda para cada seção, o ângulo de torsão (*twist*) em cada seção e o perfil utilizado em cada seção. A curva de potência e os perfis utilizados para o design da pá são apresentados no Anexo II e Anexo III.

Tabela 3.7 - Parâmetros da pá do aerogerador NREL WindPACT 1,5MW.

Nó	R-Nó [m]	Ângulo de torsão [°]	Corda [m]	Perfil da pá
1	2,8583	11,10	1,949	Cilindro
2	5,0750	11,10	2,269	s818
3	7,2917	11,10	2,589	s818
4	9,5083	10,41	2,743	s818
5	11,7250	8,38	2,578	s818
6	13,9417	6,35	2,412	s818
7	16,1583	4,33	2,247	s818
8	18,3750	2,85	2,082	s825
9	20,5917	2,22	1,916	s825
10	22,8083	1,58	1,751	s825
11	25,0250	0,95	1,585	s825
12	27,2417	0,53	1,427	s825
13	29,4583	0,38	1,278	s825
14	31,6750	0,23	1,129	s826
15	33,8917	0,08	0,980	s826

Cada perfil foi escalonado de acordo com sua respectiva corda e estes foram inseridos no em um *software* CAD e então deslocados em 25% da corda e, por fim, rotacionados de acordo com seu respectivo *twist*. Então, foi feito um cubo (do aerogerador) de cerca de 2,5 metros de diâmetro para posterior encaixe das pás. O presente trabalho apenas utiliza o rotor do aerogerador, sem considerar uma torre. Na Figura 3.8 é apresentado o perfil de uma das pás e o rotor do aerogerador.

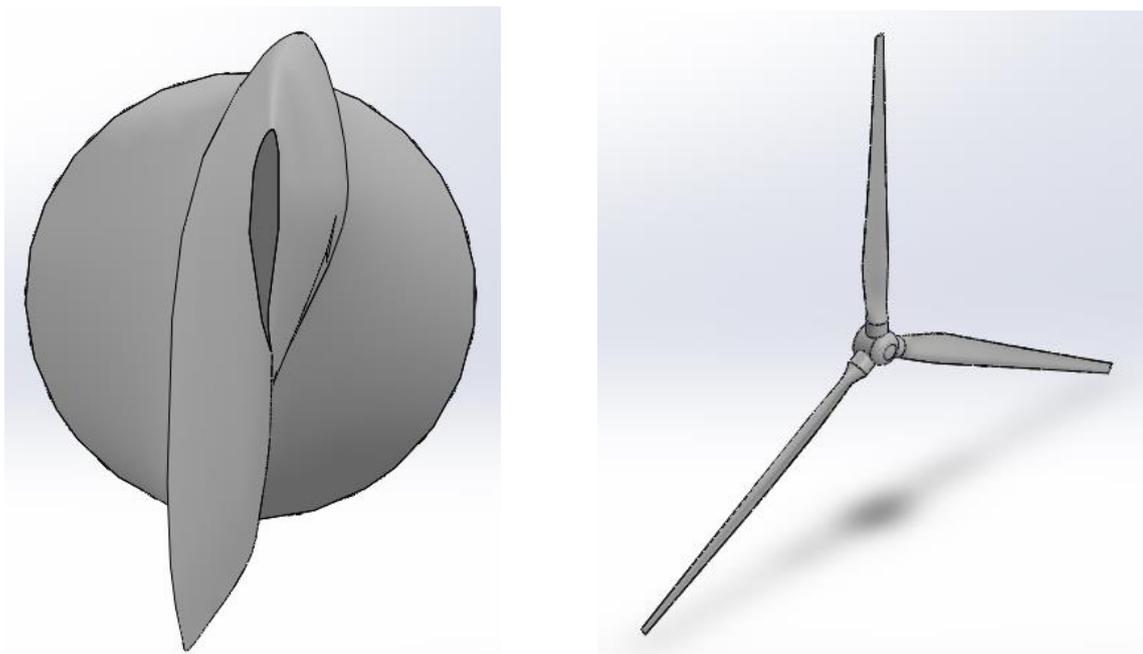


Figura 3.8 - Perfil da pá (esq.) e rotor do aerogerador (dir.).

### 3.2.2 Os perfis verticais

Os perfis verticais utilizados na análise foram derivados a partir dos dados da seção 3.1. Os perfis foram escalonados para a velocidade nominal da máquina na altura do cubo do rotor. Para o caso do CE, foi utilizado o alfa derivado para o par 60/40, ao invés do valor médio. A Figura 3.9 apresenta os perfis para as duas localizações do RS, os três regimes da BA, o perfil do CE, um perfil uniforme e um perfil com alfa igual a 0,35, que será chamado de “extremo”, juntamente com uma representação, em escala, do aerogerador utilizado no estudo.

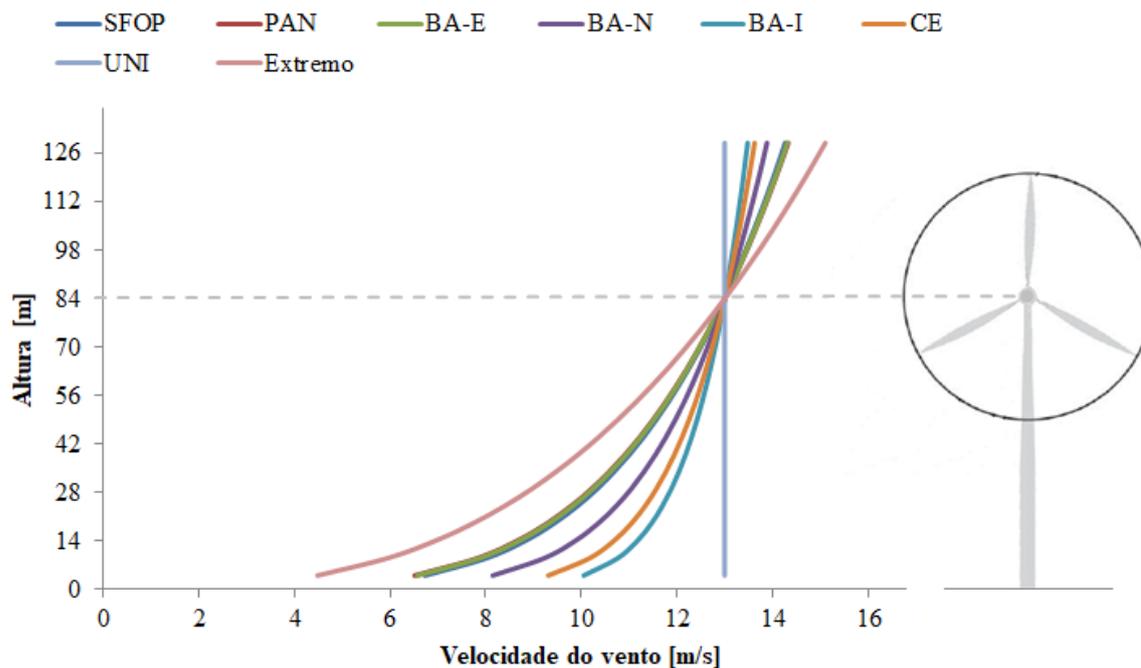


Figura 3.9 - Perfis verticais da velocidade do vento escalonados e representação em escala do aerogerador utilizado no presente estudo [aerogerador adaptado de Zhang, 2015].

Em virtude do elevado tempo computacional das simulações, nem todos os casos foram resolvidos. Os dois perfis do RS foram considerados aproximadamente iguais ao Bahia estável (BA-E). Já o perfil do CE, foi considerado aproximadamente igual ao Bahia instável (BA-I) pelo fato de que o mesmo está provavelmente com um alfa acima da realidade, conforme descrito na seção 3.1.3. Também foi testado um caso hipotético assumindo um perfil uniforme e um caso com alfa igual a 0,35, a fim de analisar o efeito de um perfil de caso extremo. Desta forma, foram testados cinco diferentes perfis verticais. Para todos os casos utilizou-se intensidade de turbulência igual a 10%. Contudo, a fim de também analisar o impacto da IT, foram simulados mais dois casos para o perfil BA-E, utilizando IT de 5% e de 15%. Os perfis verticais foram inseridos na entrada do domínio por meio de uma função UDF (*user defined function*) na forma de código reconhecido pelo *software Ansys® Fluent®*. Este código é apresentado no Apêndice A.

### 3.3 Modelo Computacional

#### 3.3.1 Domínio computacional e discretização numérica

Todos os componentes da simulação foram desenhados em um software CAD externo e foram importados no *Ansys® ICEM®*. O domínio externo possui dimensões de 280 m x 280 m x 980 m (4D x 4D x 14D). O rotor foi posicionado em 280 m (4D) a partir da entrada do domínio, de modo que o escoamento *downwind* não seja fortemente influenciado pelo próprio domínio. A análise do torque dinâmico no rotor requer que seja aplicada uma rotação no mesmo. Assim, foi necessário criar um domínio interno apenas para o rotor. Este domínio é um cilindro com 100 m de diâmetro e 10 m de profundidade, suficiente para englobar o rotor. Como condições de contorno, para o domínio externo, foi utilizada a condição de não deslizamento na parede inferior do domínio e pressão zero nas demais paredes do domínio (escoamento livre). Entre os domínios externo (paralelepípedo) e interno (cilindro) foi aplicada uma condição de interface com malha dinâmica para que ocorra o autoajuste da malha durante a rotação do rotor.

Na região do domínio interno, foi aplicada uma rotação prescrita igual à rotação nominal do aerogerador (2,142 rad/s) e foram coletados dados a cada intervalo de 2,5 graus, de modo que cada volta do rotor é equivalente a 144 passos de tempo de 0,02037 s. O primeiro teste da simulação foi feito em regime permanente, até atingir um nível de convergência adequado. No passo posterior, o regime foi alterado para transiente. Para cada passo de tempo, ao menos 20 iterações foram realizadas. A fim de economizar tempo computacional, os resultados foram considerados convergidos após duas voltas completas do rotor, visto que o valor médio de torque pouco se alterava a cada passo de tempo.

A Figura 3.10 apresenta a esquematização do domínio externo e interno, juntamente com as condições de contorno aplicadas em cada uma das regiões mencionadas acima.

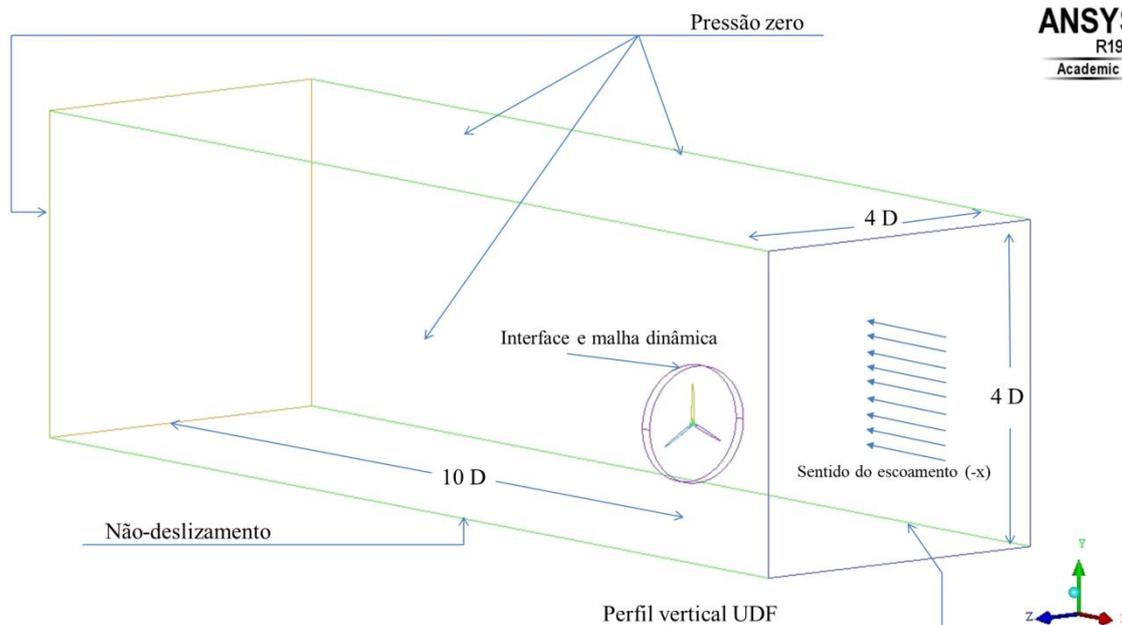


Figura 3.10 - Domínio e condições de contorno do modelo utilizado no estudo.

Os métodos mais utilizados para a solução numérica de equações diferenciais são: método de elementos finitos (MEF), método de diferenças finitas (MDF) e método de volumes finitos (MVF). As principais diferenças entre os métodos são o modo como as variáveis de interesse são aproximadas e o processo de discretização. Após o processo de discretização é feita a solução algébrica das equações do problema de interesse. A maioria dos *softwares* comerciais utilizados em estudos CFD usa o MVF em sua resolução numérica. É o caso do *software* utilizado neste estudo, o *Ansys® Fluent®* [Maliska, 2004]. Ainda, neste trabalho são resolvidas as equações de Navier-Stokes com médias de Reynolds (RANS) e as equações de conservação de massa. Para o problema de fechamento utilizou-se o modelo  $k-\epsilon$  atmosférico, descrito na seção 2.4.2.

O perfil vertical introduzido no modelo por meio da função UDF foi avaliado em três diferentes posições ao longo do domínio e observou-se que o mesmo se manteve praticamente inalterado durante o escoamento *upwind*, conforme se pode observar na Figura 3.11.

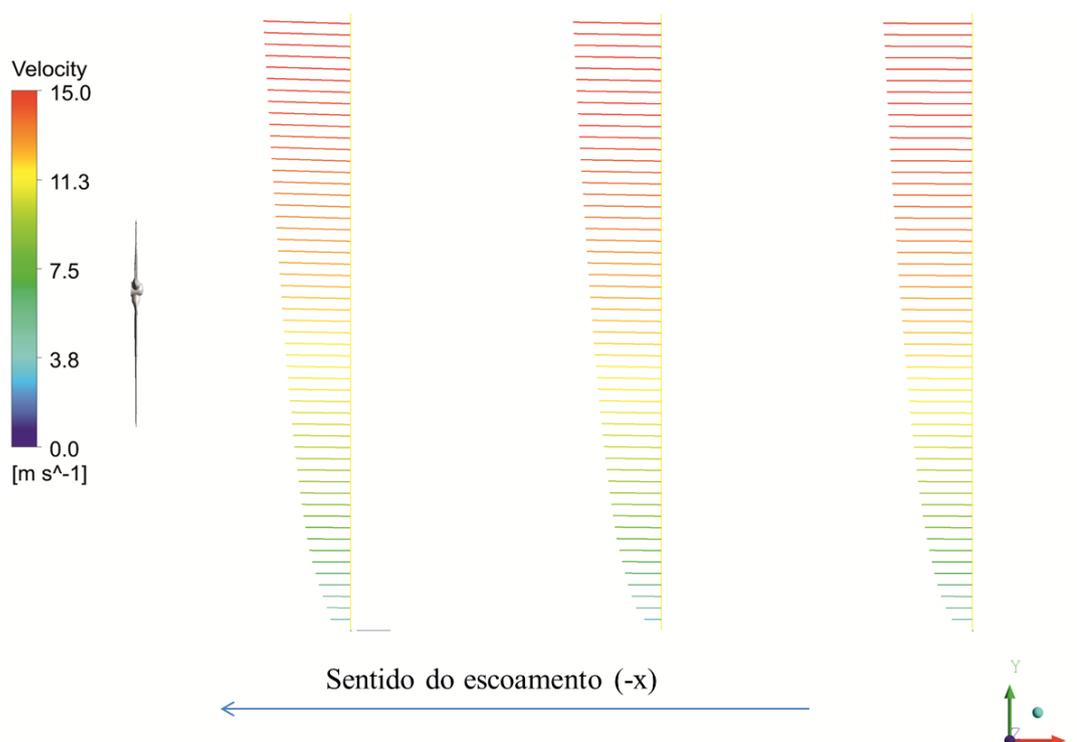


Figura 3.11 - Perfil vertical do vento ao longo do domínio externo e à montante do rotor para o caso Extremo.

### 3.3.2 Análise da qualidade da malha

A malha utilizada para as simulações possui volumes tetraédricos não estruturados e, na superfície do rotor, foi aplicado um refino de malha com a implementação de prismas nas superfícies das pás do rotor. A análise da qualidade da malha foi realizada a partir da variação do torque estático no rotor, em regime permanente, e variando o número de volumes da malha. Foram analisadas quatro diferentes malhas e extraídos seus respectivos torques estáticos, conforme a Tabela 3.8.

Tabela 3.8 - Número de volumes, torque estático e suas respectivas variações percentuais.

Malha	Nº de volumes	Varição nº volumes [%]	Torque estático [Nm]	Varição torque estático [%]
Grosseira	2850564	-	83176	-
Intermediária 1	5588089	196,0	87785	105,5
Intermediária 2	8682589	155,4	89217	101,6
Refinada	11875056	136,8	90150	101,0

A malha refinada possui um considerável aumento de volumes para uma melhora pequena em termos de torque estático. Desta forma, a fim de economizar tempo computacional, optou-se pela malha Intermediária 2. Na Figura 3.12 é apresentada a convergência para cada malha.

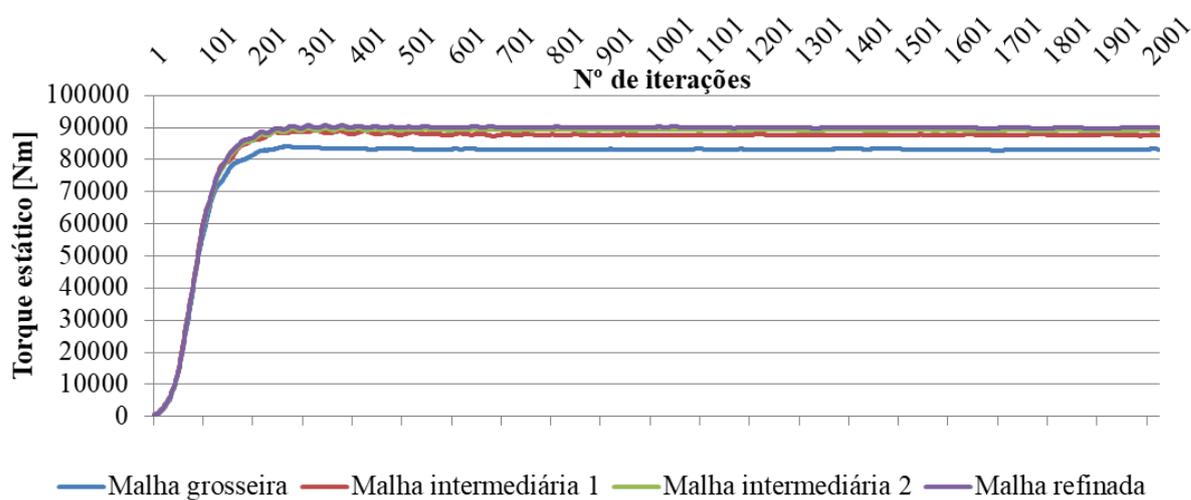


Figura 3.12 - Convergência do modelo em termos do torque estático.

Detalhes dos domínios externo e interno, rotor e camadas prismáticas nas pás do aerogerador para a malha utilizada são apresentados na Figura 3.13.

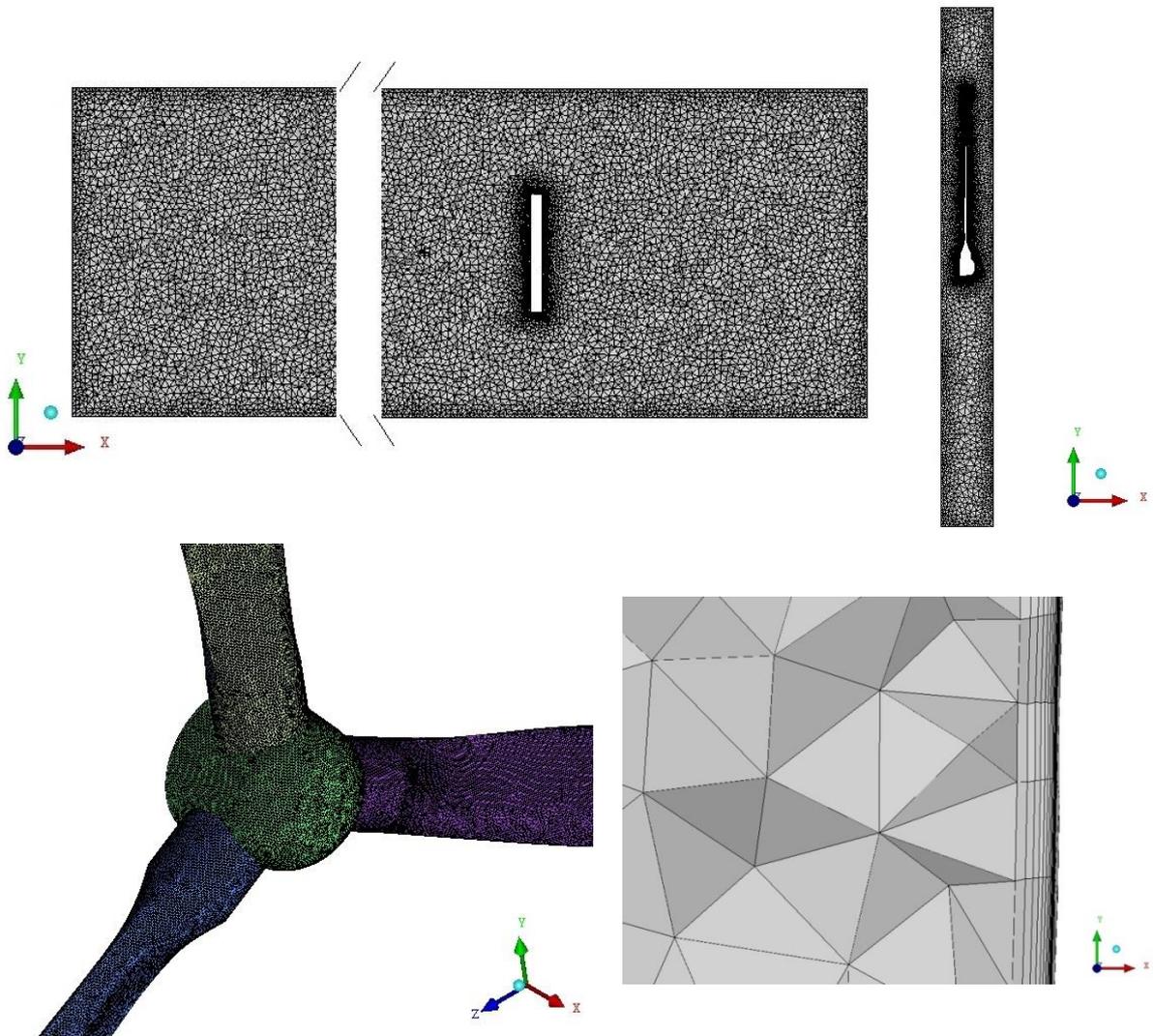


Figura 3.13 - Detalhes da malha Intermediária 2: domínio externo (sup. esq.), domínio interno (sup. dir.), cubo do rotor (inf. esq.) e superfície de uma das pás (inf. dir.)

A qualidade da malha do modelo também pôde ser confirmada a partir dos valores de distância adimensional da parede,  $y^+$ , extraídos para o rotor do aerogerador. A Figura 3.14 mostra que os valores de  $y^+$  não são maiores que 1,5 em nenhuma parte do rotor, demonstrando que as condições do modelo estão com uma qualidade suficientemente adequada.

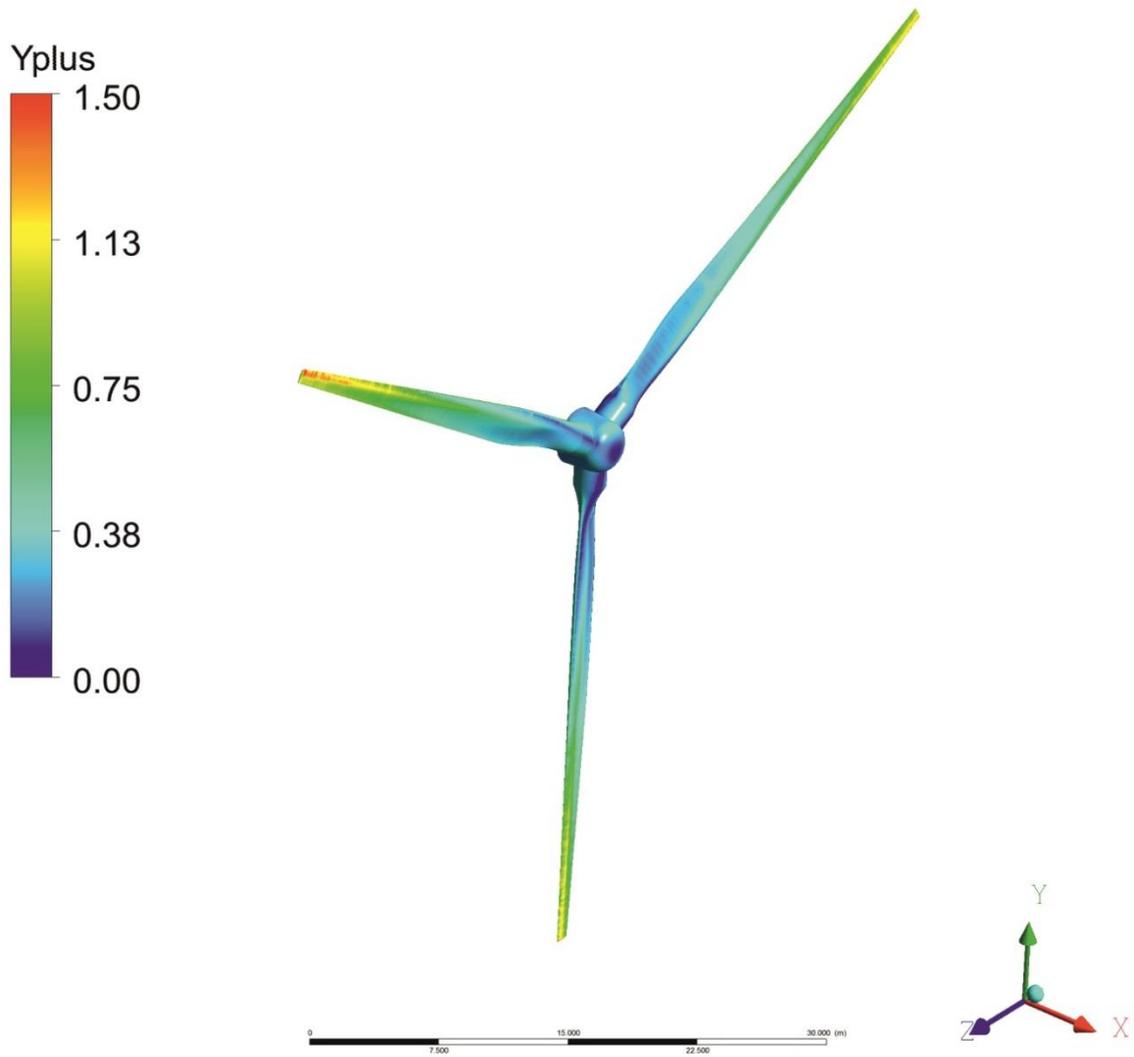


Figura 3.14 - Distribuição de  $y^+$  no rotor utilizado no estudo.

## 4 RESULTADOS

Neste capítulo são apresentados os resultados da variação do torque dinâmico nas pás do aerogerador do estudo. Os resultados deste capítulo são referentes aos cinco perfis verticais simulados, para uma mesma intensidade de turbulência e, aos três perfis verticais simulados, para um mesmo alfa. Foi considerado que os resultados atingiram um nível aceitável de convergência após duas voltas completas do rotor. A Figura 4.1 apresenta a convergência do torque nas três pás do aerogerador para o caso Bahia Instável (BA-I).

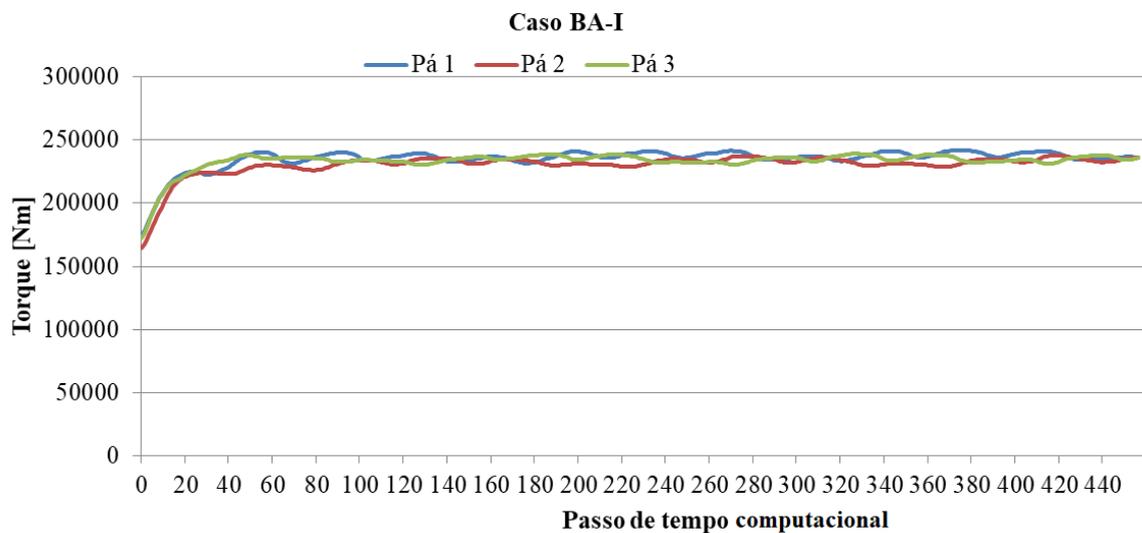


Figura 4.1 - Convergência do torque dinâmico ao longo dos passos de tempo computacional para o caso BA-I.

Os resultados de torque foram, então, multiplicados pela velocidade angular nominal do aerogerador a fim de se obter a potência média (PM) do aerogerador. A partir do valor de PM, primeiramente faz-se uma estimativa de variação de geração para os cinco casos com IT constante e para os três casos com alfa constante.

Além dos resultados diretos dos oito casos base, outros valores de PM foram estimados por meio de regressão linear. Assim, foram comparadas as PM obtidas a partir do valor médio de alfa e IT da BA e de PAN, com suas respectivas PM obtidas a partir de uma média ponderada pelo número de horas de cada tipo de regime. Por fim, foi feita uma correção da PM para cada tipo de regime na BA de acordo com sua respectiva IT e, então, comparou-se a média ponderada corrigida pela IT com a média ponderada sem correção.

#### 4.1 Impacto do perfil vertical

Conforme mencionado anteriormente, foram analisados cinco perfis verticais sob as mesmas condições de intensidade de turbulência, condições de contorno e modelo de turbulência. Na Figura 4.2 é apresentada a variação do torque dinâmico para uma mesma pá do aerogerador, para os cinco casos analisados. O gráfico representa apenas uma volta do aerogerador e tomou-se o cuidado de que os 144 pontos da volta representassem a mesma posição angular da pá nos cinco casos, de modo que todas as curvas estejam em “fase”. O eixo das abscissas representa uma volta completa do aerogerador, entretanto, não há como saber em qual posição angular a pá se encontra, de modo que o eixo não possui marcações. A variação de uma volta completa para as três pás do aerogerador em cada um dos cinco casos é apresentada no Apêndice B.

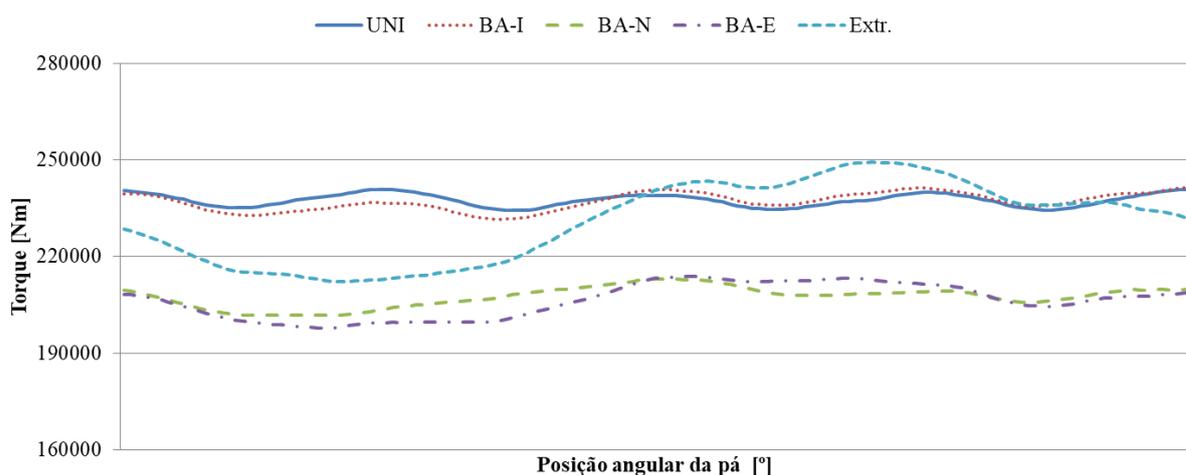


Figura 4.2 - Variação do torque dinâmico para uma pá do aerogerador em cada um dos cinco casos de perfil vertical estudados.

A Figura 4.2 mostra que os perfis, uniforme e BA-I, apresentam alto grau de similaridade. Nota-se também similaridade, porém em menor grau, entre os perfis BA-N e BA-E, com uma variação um pouco maior para o perfil estável. Por fim, o caso Extremo é que apresenta maior variação de torque na pá. Isso confirma o comportamento esperado para todos os perfis, frente aos seus respectivos valores de alfa.

Para analisar os resultados em termos de potência média (PM), primeiramente os torques das três pás foram somados e, então, tomou-se a média dos 144 últimos valores do

resultado de torque total (última volta). Ao multiplicar-se este valor médio pela velocidade angular nominal da máquina, obteve-se a PM. A Figura 4.3 apresenta o valor de PM para cada caso.

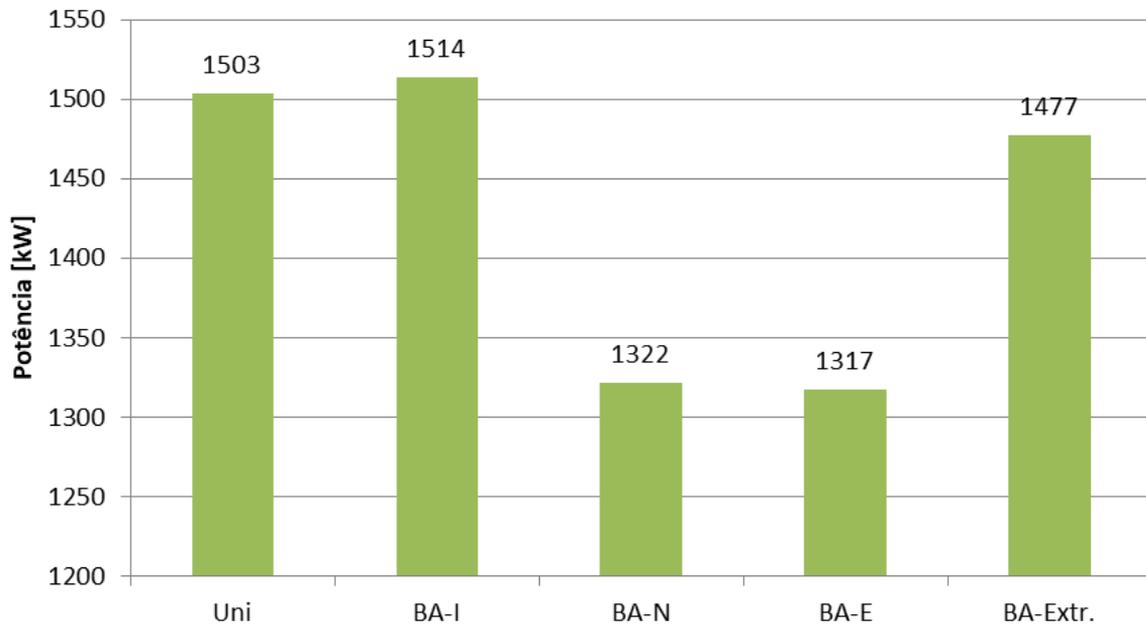


Figura 4.3 - Potência média do aerogerador para os cinco casos de perfil vertical estudados.

Como esperado, a similaridade segue o que foi descrito para o torque dinâmico no início desta seção. O perfil uniforme aparenta estar adequado, visto que apresenta praticamente o valor da potência nominal do aerogerador. Entretanto, chama a atenção que o perfil instável entregue mais energia que o uniforme, porém, é possível que o pequeno aumento de energia acima da altura do cubo do rotor compense a diminuição abaixo. A diferença, entretanto, é menor que 1% e possivelmente está dentro da incerteza do estudo.

Já a diferença entre o perfil instável e os perfis neutro e estável é da ordem de 15%, valor o qual aparenta estar sobre-estimado. De acordo com o estudo de Mellinghoff, 2013, a diminuição no desempenho do aerogerador devido ao cisalhamento seria da ordem de apenas 2%. Contudo, se trata de um valor teórico baseado na energia cinética, o qual não leva em conta as demais condições atmosféricas como IT e efeitos aerodinâmicos. É possível que a diferença entre os perfis tenha apresentado tamanha variação devido à alta velocidade utilizada no estudo. Além disso, a IT também pode ter papel importante nesta variação.

Os perfis instável, neutro e estável seguem a tendência esperada, indicando uma menor produção de energia à medida que o cisalhamento aumenta, conforme apresentado por vários autores ao longo da seção 1.1. Entretanto, isso não se aplica para o caso Extremo e é provável que isso se deva ao que é descrito, novamente, por Mellinshoff, 2013 e também por Rareshide et al., 2009. Os autores apresentam a variação teórica de produção em relação ao cisalhamento e, para valores de alfa muito altos, haveria ganho de produção.

## 4.2 Impacto da intensidade de turbulência

Além dos cinco perfis com diferentes alfas, outros três casos foram estudados a fim de estimar o impacto da intensidade de turbulência na potência média (PM) da máquina. Para esses casos, foi mantido o alfa do caso BA-E fixo e alterou-se a IT para 5% e 15%. Na Figura 4.4 é apresentada a variação do torque dinâmico para uma das pás do aerogerador nos três casos analisados. Assim como na seção anterior, o gráfico representa apenas uma volta do aerogerador e as curvas estão em “fase”. A variação de uma volta completa para as três pás do aerogerador em cada um dos três casos é apresentada no Apêndice B.

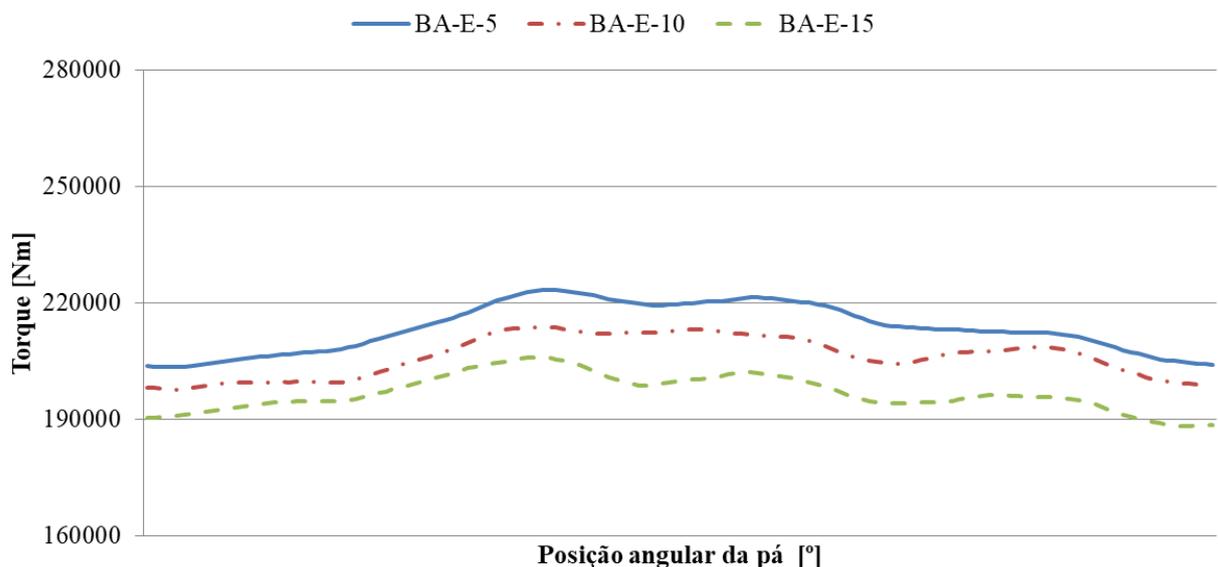


Figura 4.4 - Variação do torque dinâmico para uma pá do aerogerador em cada um dos três casos de intensidade de turbulência estudados.

A Figura 4.4 mostra que a variação do torque dinâmico segue praticamente a mesma tendência entre os três casos, diminuindo o valor do torque com o aumento da intensidade de turbulência.

Da mesma maneira que na seção anterior, obteve-se a PM para cada caso. A Figura 4.5 apresenta o valor de PM para cada um dos casos de intensidade de turbulência.

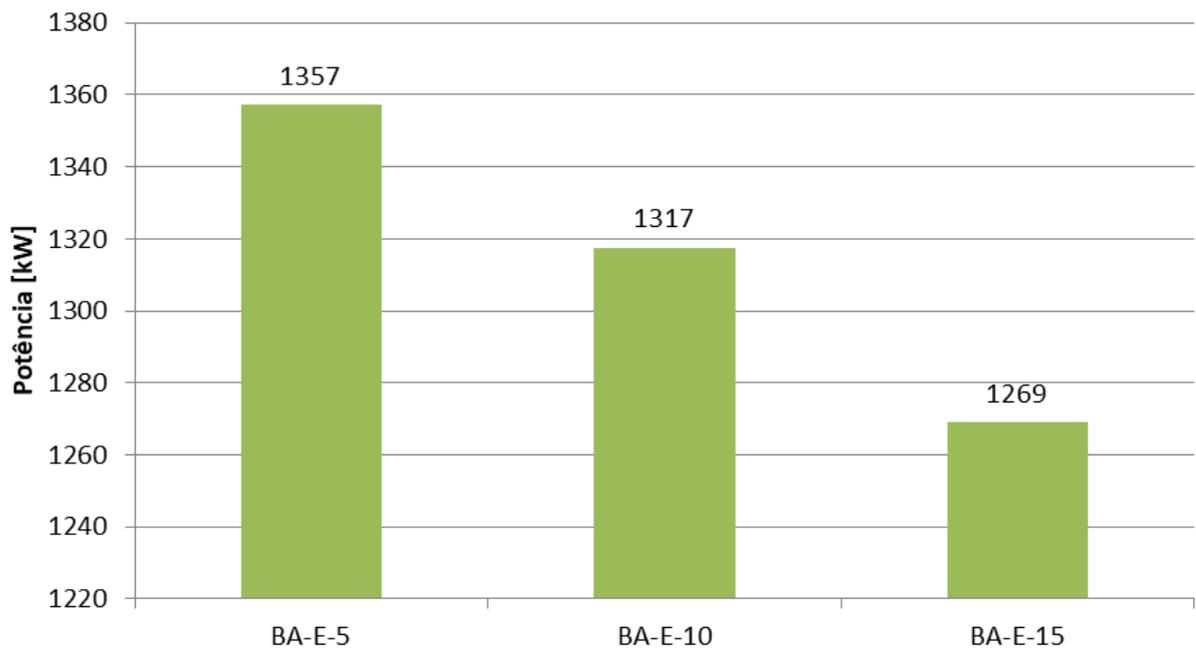


Figura 4.5 - Potência média do aerogerador para os três casos de intensidade de turbulência estudados.

Os resultados apresentados na Figura 4.5 variam cerca de 3% a cada incremento de IT e estão de acordo com a maioria das referências bibliográficas apresentadas na seção 1.1. Contudo, as referências também indicam que em certos casos, baixos valores de IT pioram o desempenho da máquina. Isso não se aplica neste caso, pois a baixa IT piora o desempenho de aerogeradores apenas na região convexa da curva de potência (baixas velocidades), ao passo que as simulações do presente estudo foram realizadas com velocidade alta. Na região côncava da curva de potência, a baixa IT é benéfica ao desempenho da máquina, confirmando os resultados do presente estudo.

### 4.3 Impacto da estabilidade atmosférica

A comparação direta entre as três regiões analisadas (RS, BA e CE), considerando apenas a influência do perfil vertical e apenas o valor médio de alfa de cada região, indica que a região litorânea do Ceará tende a ser benéfica em termos do desempenho de aerogeradores. A partir dos resultados do estudo, a região do CE teria desempenho superior às outras duas em mais de 10%, considerando que ambas tenham a mesma velocidade média do vento. No geral, é sabido que regiões litorâneas são preferíveis para a instalação de um parque eólico; como o terreno é menos rugoso, há uma menor variação da velocidade do vento com a altura, além de intensidade de turbulência mais baixa. Ainda, o efeito da estratificação térmica em áreas litorâneas é muito menor que em regiões do interior dos continentes. No entanto, não é possível afirmar que esta região se sobressairá às demais apenas analisando o alfa médio de cada uma. É necessária uma análise mais completa, tomando em conta os valores de IT do local e também analisando mais regiões da curva de potência do aerogerador.

Para realizar a comparação da potência média do aerogerador, derivada a partir um valor médio de alfa ou com o uso de valores distintos para cada comportamento do regime eólico, foi calculado um alfa médio para cada uma das categorias definidas na seção 3.1. De todas as regiões estudadas, apenas os dados do interior da Bahia e de Panambi puderam ser categorizados, em base horária, baseando-se unicamente na magnitude do alfa. Esta simplificação permitiu o cálculo da média dos dados para cada categoria designada aos valores de alfa. Assim, os alfas para cada tipo de regime na BA e em PAN são apresentados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Alfa médio para cada tipo de regime para as torres na BA e em PAN.

Tipo de regime	Alfa médio BA	Nº de horas	Alfa médio PAN	Nº de horas
Estável	0,224	12	0,327 <sup>a</sup>	12
Neutro	0,154	4	0,209 <sup>a</sup>	4
Instável	0,085	8	0,085	8
Valor médio	0,187 <sup>a</sup>	24	0,227 <sup>a</sup>	24

a. Potência média desconhecida para o valor de alfa até esta etapa do trabalho.

Por meio de regressão linear, e dos valores apresentados na Figura 4.3, obteve-se a PM para cada um dos alfas da Tabela 4.1. Pela similaridade na magnitude dos alfas, a regressão

linear para o alfa médio de PAN foi feita com os pares BA-E e BA-N da Figura 4.3, já para o valor de alfa estável, foi utilizado o par BA-E e Extremo.

Na avaliação do impacto do perfil vertical, ponderado pelo número de horas do dia, estima-se que, no caso da Bahia, haveria uma previsão cerca de 4,5% superior ao valor que seria obtido apenas a partir do valor médio de 0,187. Similarmente, para a região de PAN, essa diferença seria ainda maior, chegando a cerca de 9%.

Para a região do interior da Bahia, os dados também permitem que a intensidade turbulência seja dividida para seu respectivo regime, conforme apresentado na Tabela 3.4. Para os resultados apresentados na Figura 4.5, como a variação é praticamente linear e não há uma grande variação entre um caso e outro, observa-se que a média ponderada seria apenas 0,3% maior que o valor central de 1317 kW.

Ainda, no que diz respeito à região do interior da Bahia, foi estimado um caso em que os resultados da Figura 4.3 foram associados com os da Figura 4.5. Por meio de algumas regressões lineares, cada resultado de alfa foi corrigido para sua respectiva intensidade de turbulência. Por exemplo, o valor de 1514 kW encontrado para o regime instável, com 10% de IT, foi corrigido para sua real IT de 22,6% e que resultou em um valor de 1383 kW. Os valores finais corrigidos são conforme a Tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Resultados de PM simulada, IT medida e PM corrigida para os três tipos de regime eólico do interior da Bahia.

Regime	Potência simulada [kW]	IT Medida [%]	Potência corrigida [kW]	Nº de horas
Estável	1317	9,4	1319	12
Neutro	1322	13,6	1287	4
Instável	1514	22,6	1383	8

A partir da Tabela 4.2, fica evidente a influência da intensidade de turbulência no desempenho do aerogerador sendo que, essa correção ajuda a explicar a grande diferença entre o perfil instável em relação aos perfis neutro e estável. A média ponderada da PM corrigida é 3,6% menor que a média ponderada da potência simulada.

Por fim, ainda para o interior da Bahia, foi assumido que o valor de potência média corrigida para o regime neutro (1287 kW) representa o valor médio do local. Este valor de PM seria 3,7% menor que o valor de PM calculado a partir da ponderação entre os três regimes e a

frequência de ocorrência dos mesmos. Neste ponto, é possível afirmar que: os efeitos da estabilidade atmosférica podem introduzir erros na estimativa de produção de energia de cerca de 3,7%. Ainda, embora a região de PAN não possa ser considerada uma região afetada por estabilidade atmosférica, é possível afirmar que a variação ao longo do dia do perfil vertical e, possivelmente, da intensidade de turbulência, poderão introduzir um erro na estimativa de produção.

## 5 CONCLUSÕES E PROPOSTAS FUTURAS

Neste trabalho foram analisados individualmente os impactos do perfil vertical do vento e da intensidade de turbulência no desempenho aerodinâmico e potência média de um aerogerador. Mostrou-se que, para a região côncava da curva de potência (antes da velocidade nominal), a variação do alfa pode introduzir grandes variações de torque no rotor, quando a intensidade de turbulência é mantida constante. Da mesma forma, para a intensidade de turbulência, mostrou-se que a variação da mesma também impacta no torque do rotor, diminuindo à medida que a IT é aumentada.

Para os resultados obtidos a partir da variação de alfa e IT de maneira individual, mostrou-se que considerar um valor médio ao invés de uma média ponderada para cada tipo de regime pode representar grandes erros de estimativa, chegando a até 9% de diferença.

Os estudos apresentados na seção 1.1 demonstram que na região côncava da curva de potência do aerogerador, baixas intensidades de turbulência são benéficas para o desempenho e que altos valores de cisalhamento causam um decréscimo de desempenho. Os resultados deste estudo corroboram estas tendências.

Nos estudos baseados em dados reais, normalmente a IT tem um impacto maior que o perfil vertical no desempenho do aerogerador. Desta forma, também foi analisada a combinação dos efeitos causados pelo cisalhamento e pela IT, fazendo as correções de potência média a partir de regressões lineares para os diferentes casos de alfa e de IT. Mostrou-se que as PM corrigidas para suas respectivas IT apresentam valores mais coerentes entre os três tipos de regime presentes ao longo do dia, o que indica que, de fato, a IT possui um impacto mais significativo que o perfil vertical.

A partir dos valores de potência média corrigida pela IT, demonstrou-se que, para a região da curva de potência analisada, considerar um valor médio de alfa e de IT pode introduzir uma diferença da ordem de 3,7% na potência média de um aerogerador, em comparação com uma média ponderada pelo tipo de regime ao longo do dia (estável, neutro e instável).

## 5.1 Propostas futuras

Como trabalhos futuros, é sugerido um maior número de casos testados, alterando mais variáveis para cada caso. Por exemplo, poderia ser variada a intensidade de turbulência para cada um dos casos de alfa e não apenas para um caso específico. Ainda, como apresentado na revisão bibliográfica, diversos estudos apontam que as maiores variações na produção de energia ocorrem nas partes convexa e côncava da curva de potência. Desta forma, seria interessante variar a velocidade de entrada do perfil à altura do cubo do rotor e analisar diferentes regiões da curva de potência com diferentes valores de intensidade de turbulência.

A partir dos resultados obtidos em diferentes velocidades e intensidades de turbulência, também poderia ser analisada a nova versão da norma IEC61400-12-1 (2017) para medição de curva de potência, a fim de avaliar se a nova metodologia pode impactar significativamente na estimativa de produção de energia de um parque eólico.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Alblas, L., Bierbooms, W. e Veldkamp, D. Power Output of Onshore Wind Farms in Relation to Atmospheric Stability. **Journal of Physics**, Conference Series, vol. 555, 2012.

Antoniou, I., Pedersen, S. M. e Enevoldsen, P. B. Wind Shear and Uncertainties in Power Curve Measurement and Wind Resources. **Wind Engineering**, vol. 33, p. 449–468, 2009.

AWS Truepower. **A Study of Wind Speed Variability Using Global Reanalysis Data**, 2013.

Bardal, L., Saetran, L. e Wangsness, E. Performance Test of A 3MW Wind Turbine – Effects of Shear and Turbulence. **Energy Procedia**, vol. 80, p. 83–91, 2015.

Barriatto, L. C. **Efeitos da estabilidade atmosférica na modelagem do escoamento para aplicações no setor de energia eólica**. Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2018.

Bechmann, A., Sørensen, N. N., Berg, J., Mann J. e Réthoré, P. E. The Bolund Experiment, Part II: Blind Comparison of Microscale Flow Models. **Boundary-Layer Meteorology**, vol. 141, p. 245–271, 2011.

Beljaars, A. e Walmsley, J. A Mixed Spectral Finite-Difference Model for Neutrally Stratified Boundary-Layer Flow Over Roughness Changes and Topography. **Boundary-Layer Meteorology**, vol. 38, p. 273–303, 1987.

BIG - **Banco de Informações de Geração**. [http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidade\\_brasil/capacidadebrasil.cfm](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidade_brasil/capacidadebrasil.cfm), 2019, Acesso em: 03-02-2019.

Bleeg, J., Purcell, M., Ruisi, R. e Traiger, E. Wind Farm Blockage and the Consequences of Neglecting Its Impact on Energy Production. **Energies**, vol. 11 (6):1609, 2018.

Breitenbach, G. **Análise do potencial eólico para geração de energia elétrica em São Francisco de Paula, RS, utilizando método computacional WASP**. Monografia para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Ambiental, Univates, 2016.

Burton, T., Jenkins, N. e Sharpe, D. **Wind Energy Handbook**, John Wiley & Sons, 2ª edição, 2011.

Castro, F. A., Palma, J. e Silva Lopes, A. Simulation of the Askervein Flow. Part 1: Reynolds Averaged Navier–Stokes Equations (k $\epsilon$  Turbulence Model). **Boundary-Layer Meteorology**, vol. 107, p. 501–530, 2003.

CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. **Atlas do potencial eólico brasileiro**, 2001.

Dutra, R. **Energia Eólica, Princípios e Tecnologia**. CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito, 2008.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Estudos para a licitação da expansão da geração**, Empreendimentos Eólicos, Leilões de Energia: Instruções para as medições anemométricas e climatológicas em parques eólicos, 2016.

GWEC - Global Wind Energy Council. **Global Wind Report**, 2018.

Honrubia, A., Viguera-Rodríguez A., Gómez Lázaro, E. e Rodríguez-Sánchez, D. **The influence of wind shear in wind turbine power estimation**. Escuela de Ingenieros Industriales. University of Castilla-La Mancha, 2010.

IEC - International Electrotechnical Commission. **IEC 61400-12-1: Power Performance measurements of Electricity Producing Wind Turbines**. First Edition, Annex G, p. 66-73, 2005.

Ivanell, S. **Numerical Computations of Wind Turbines Wakes**. Gotland University. Stockholm, 2009.

Jackson, P. e Hunt, J. Turbulent windflow over a low hill. **Quarterly Journal of the Royal Meteorology Society**, vol. 101, p. 929–955, 1975.

Lauder, B. E. e Spalding, D. B. The numerical computation of turbulent flows. **Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering**, vol. 3, p. 269–289, 1974.

Linard, F. J. A. **Estimativas da velocidade do vento em altitude usando o software Windographer®**. Monografia para obtenção do título de Bacharel em Física, Universidade Estadual do Ceará, 2010.

Maliska, R. C. **Transferência de calor e mecânica dos fluidos computacional**, 2004.

Mattos, L. P., Campos e M. H. S., Vasconcellos, J. M. A. **Uma visão do estado da arte da geração de energia elétrica offshore**. VI Congresso Nacional de Engenharia Mecânica, Campina Grande, PB, 2010.

MEASNET. **Evaluation of site-specific wind conditions**, 2016.

Mellinghoff, H. **Development of Power Curve Measurement Standards**. DEWI Magazin, 2013.

Miller, A., Chang, B., Issa, R. e Chen, G. Review of computer-aided numerical simulation in wind energy. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, vol. 25, p.122\_134, 2013.

MME - Ministério de Minas e Energia. **Energia Eólica no Brasil e Mundo**. Ano de referência: 2016, 2017.

Möller, S.V. e Silvestrini, J.H. **Turbulência: Fundamentos**. ABCM, Rio de Janeiro, Brasil, vol. 4, 2004.

Morelli, F. S. **Panorama geral da energia eólica no Brasil**. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2012.

Newman, J. F. e Klein, P. M. The Impacts of Atmospheric Stability on the Accuracy of Wind Speed Extrapolation Methods. **Resources**, vol. 3, p.81–105, 2014.

Pereira, M. **Impacto da altura de aerogeradores sobre a velocidade do vento, energia, efeito de esteira e intensidade de turbulência: estudos de caso em três projetos eólicos localizados no Brasil**. Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2016.

Radünz, W. **Metodologia de micrositing para terrenos complexos baseada em cfd com softwares livres de código aberto**. Dissertação de mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2018.

Rareshide, E., Tindal, A., Johnson, C., Graves, A., Simpson, E., Blegg, J., Harris, T. e Schoborg, D. **Effects of Complex Wind Regimes on Turbine Performance**. Presented at the AWEA WINDPOWER Conference, Garrad Hassan America, Inc., Chicago, 2009.

Rinker, J. e Dykes, K. **WindPACT Reference Wind Turbines**. (N° NREL/TP-5000-67667). NREL, Golden, CO, 2018.

Roedel, W. e Wagner, T. **Physik unserer Umwelt: Die Atmosphäre**. Springer, 2000.

Sakagami, Y., Santos, P., Haas, R., Passos, J. e Taves, F. **Effects of turbulence, wind shear, wind veer, and atmospheric stability on power performance: a case study in Brazil**. Instituto Federal de Santa Catarina, 2015.

Sanchez, S. **Modelación y simulación aerodinámica del rotor de aerogenerador de 1,5 mw caracterizado en las zonas de implantación de energía eólica de cantabria**. **Universidad de Cantabria**. Escuela politécnica de ingeniería de minas y energía, Universidade de Cantabria, 2014.

Schlichting, H. **Boundary-Layer Theory**. McGraw-Hill, New York, 1978.

SIGEL - **Sistema de Informações Geográficas do Setor Elétrico**. <https://sigel.aneel.gov.br/>, 2019, Acesso em: 03-02-2019.

St. Martin, C. M., Lundquist, J. K., Clifton, A., Poulos, G. S. e Schreck, S.J. Wind Turbine Power Production and Annual Energy Production Depend on Atmospheric Stability and Turbulence. **Wind Energy Science**, vol. 1, pg. 221–236, 2016.

Stull, R. **Practical meteorology: an algebra-based survey of atmospheric science**. University of British Columbia, Vancouver, Canada, 2017.

Sumner, J., Watters, C., e Masson, C. CFD in Wind Energy: The Virtual, Multiscale Wind Tunnel. **Energies**, vol. 3, p. 989-1013, 2010.

Troen, I. e Petersen, E. L. **European Wind Atlas**. [http://orbit.dtu.dk/files/112135732/European\\_Wind\\_Atlas.pdf](http://orbit.dtu.dk/files/112135732/European_Wind_Atlas.pdf), 1989, Acesso em: 10-02-2019.

Tubelis, A. e Nascimento, F. J. L. **Meteorologia Descritiva - Fundamentos e Aplicações Brasileiras**, 1ª edição, Livraria Nobel, 1984.

UCAR - Center for Science Education. **Layers of Earth's Atmosphere** <https://scied.ucar.edu/atmosphere-layers>, 2019, Acesso em: 24-02-2019.

Wagner, R., Antoniou, I., Pedersen, S. M., Courtney, M. S. e Jørgensen, H. E. The Influence of the Wind Speed Profile on Wind Turbine Performance Measurements. **Wind Energy**, vol.12, p. 348–362, 2009.

Wagner, R., Cañadillas, B., Clifton, A. Feeney, S., Nygaard, N., Poodt, M., Martin, C., Tüxen, E. e Wagenaar, J. W. Rotor Equivalent Wind Speed for Power Curve Measurement – Comparative Exercise for IEA Wind Annex 32. **Journal of Physics**, Conference Series, vol. 524, 2014.

Wagner, R., Courtney, M., Gottschall, J. e Lindelöw-Marsden, P. Accounting for the Speed Shear in Wind Turbine Power Performance Measurement. **Wind Energy**, vol. 14, p. 993–1004, 2011.

Werapun, W., Tirawanichakul, Y. e Waewsak, J. Wind Shear Coefficients and their Effect on Energy Production. **Energy Procedia**, vol. 138, p.1061–1066, 2017.

Wilcox, D. C. **Turbulence Modeling for CFD**. 3ª edição, DCW Industries, Inc, Califórnia, 2006.

GE Renewable Energy. **World's Largest Offshore Wind Turbine - Haliade-X**. <https://www.ge.com/renewableenergy/wind-energy/turbines/haliade-x-offshore-turbine>, 2019, Acesso em:03-02-2019.

Zhang, M. **Wind resource assessment and micro-siting: science and engineering**. John Wiley & Sons, 1ª edição, Singapura, 2015.

## APÊNDICE A - Código fonte do perfil vertical (UDF).

```

#include "udf.h"
/* #include "math.h" */
DEFINE_PROFILE(x_velocity,thread,position)
{
real x[ND_ND];      /* this will hold the position vector */
real y;
face_t f;

begin_f_loop(f,thread) /* loops over all faces in the thread passed in the DEFINE
macro argument */
{
F_CENTROID(x,f,thread);
y = x[1];
F_PROFILE(f,thread,position) = 13.0*pow((y+84)/84, alfa*);
}
end_f_loop(f,thread)
}

```

O parâmetro alfa\* depende do caso estudado e é inserido numericamente. Para o caso BA-E, por exemplo, o alfa\* é igual a 0,224.

## APÊNDICE B - Resultados

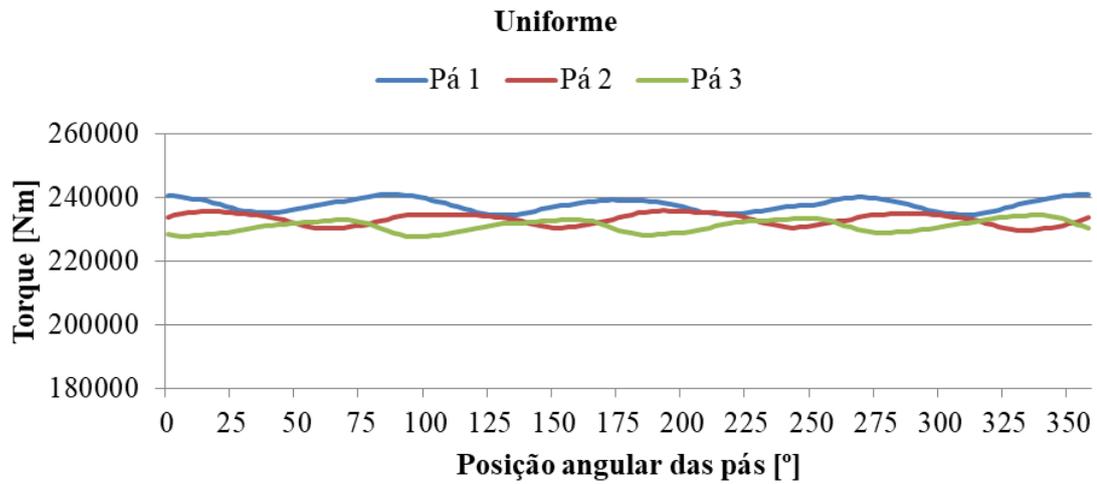


Figura B.1 - Variação do torque dinâmico nas três pás do aerogerador para o caso Uniforme.

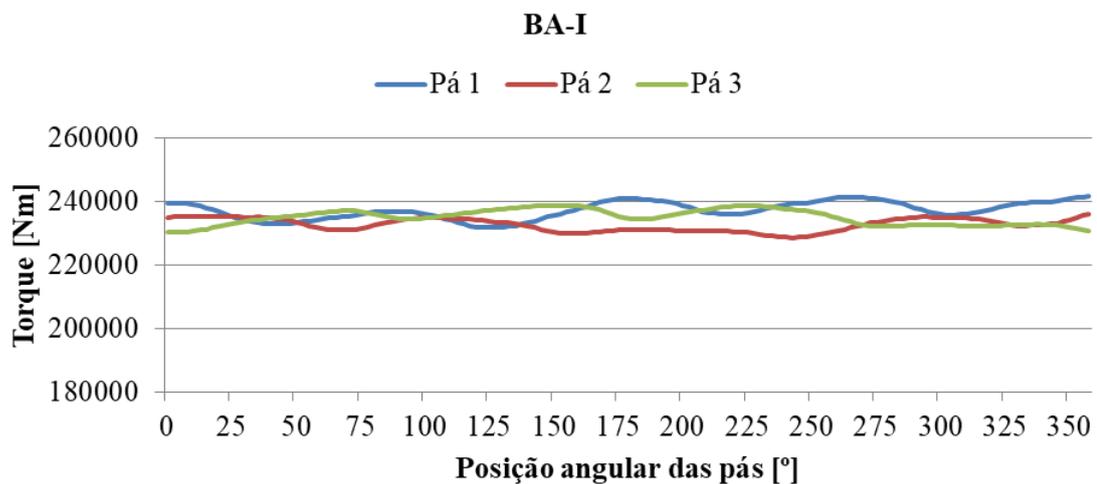


Figura B.2 - Variação do torque dinâmico nas três pás do aerogerador para o caso BA-I.

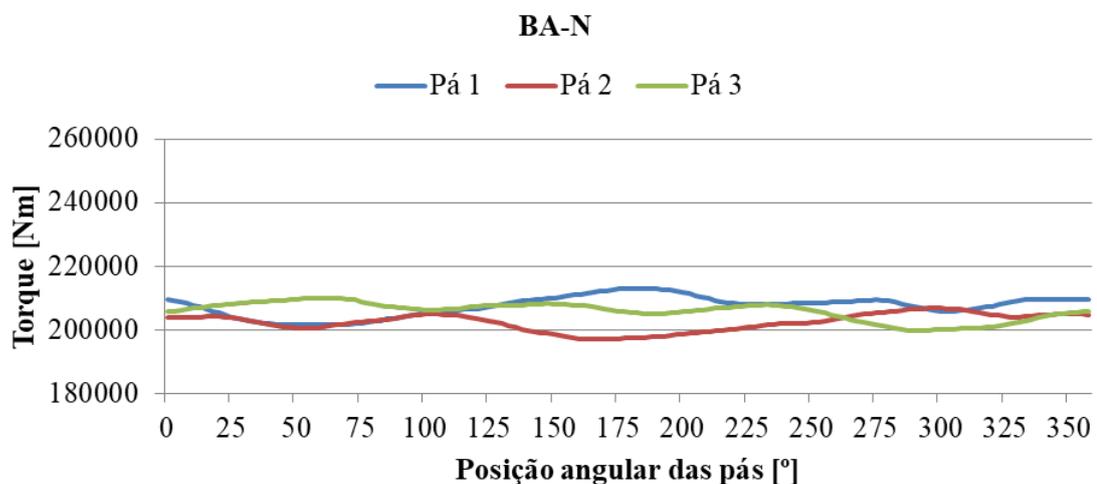


Figura B.3 - Variação do torque dinâmico nas três pás do aerogerador para o caso BA-N.

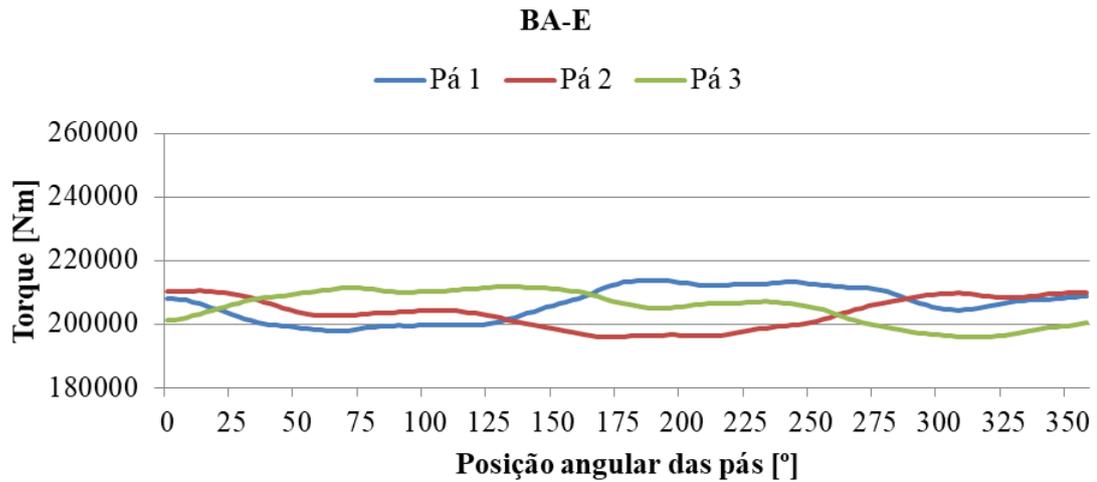


Figura B.4 - Variação do torque dinâmico nas três pás do aerogerador para o caso BA-E.

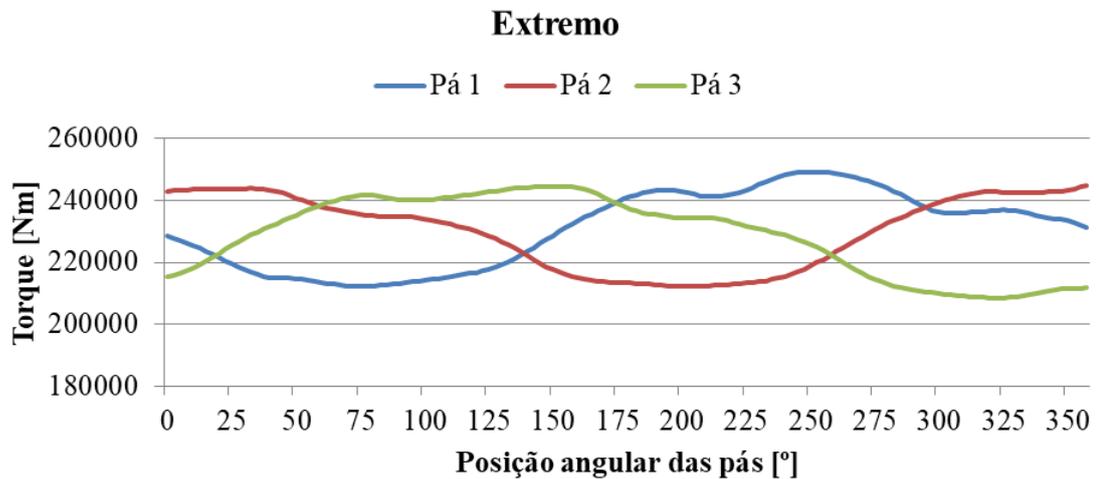


Figura B.5 - Variação do torque dinâmico nas três pás do aerogerador para o caso Extremo.

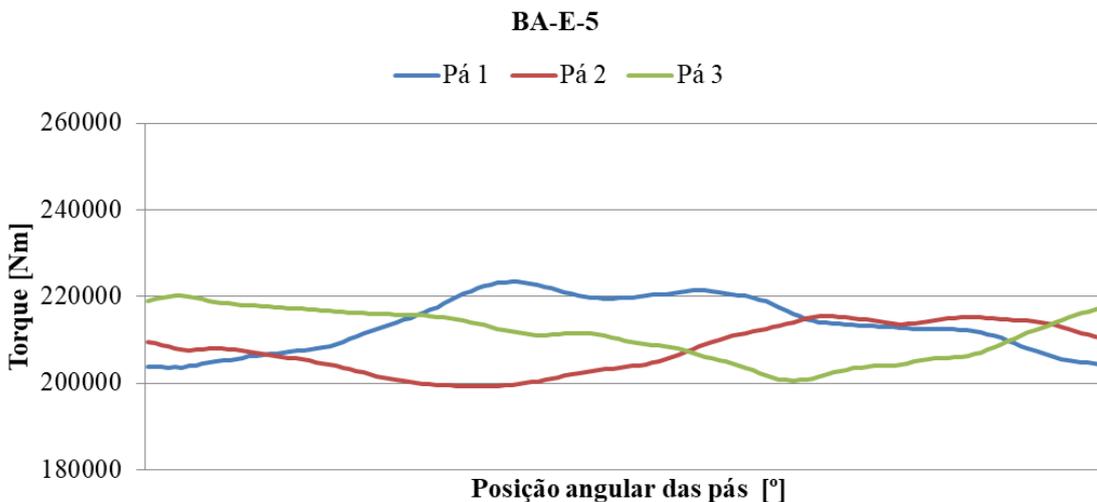


Figura B.6 - Variação do torque dinâmico nas três pás do aerogerador para o caso BA-E-5.

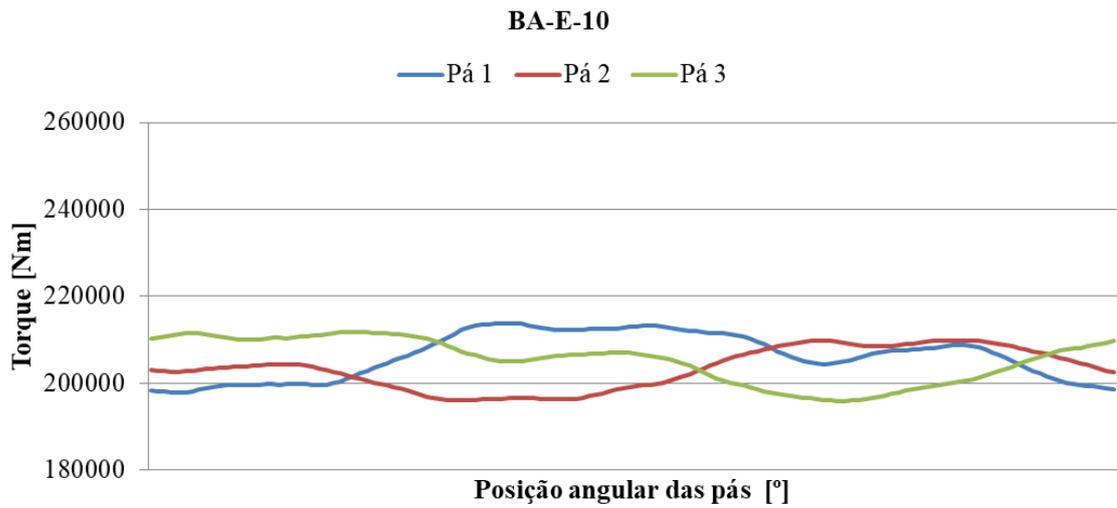


Figura B.7 - Variação do torque dinâmico nas três pás do aerogerador para o caso BA-E-10.

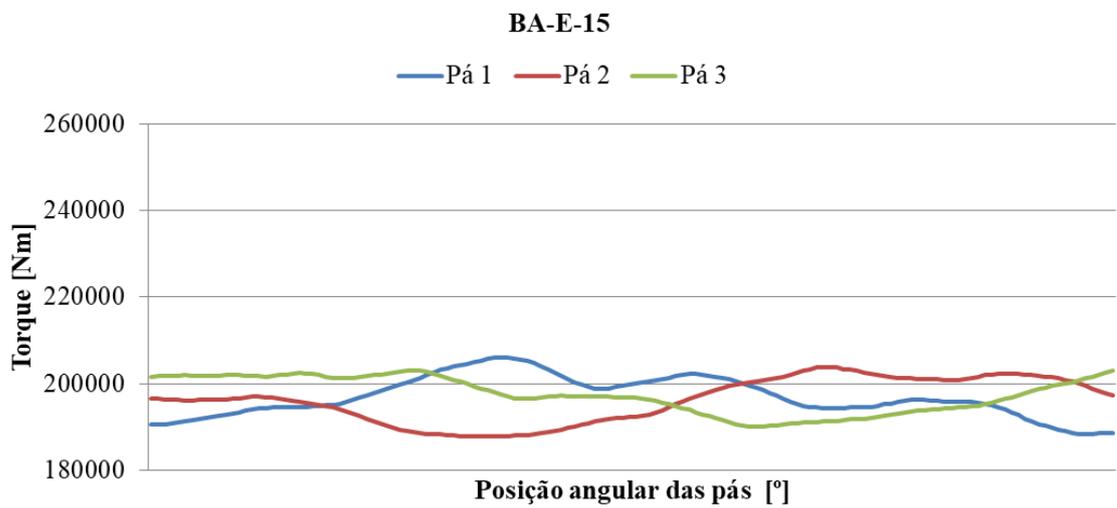


Figura B.8 - Variação do torque dinâmico nas três pás do aerogerador para o caso BA-E-15.

## ANEXO I - Torre anemométrica padrão EPE.

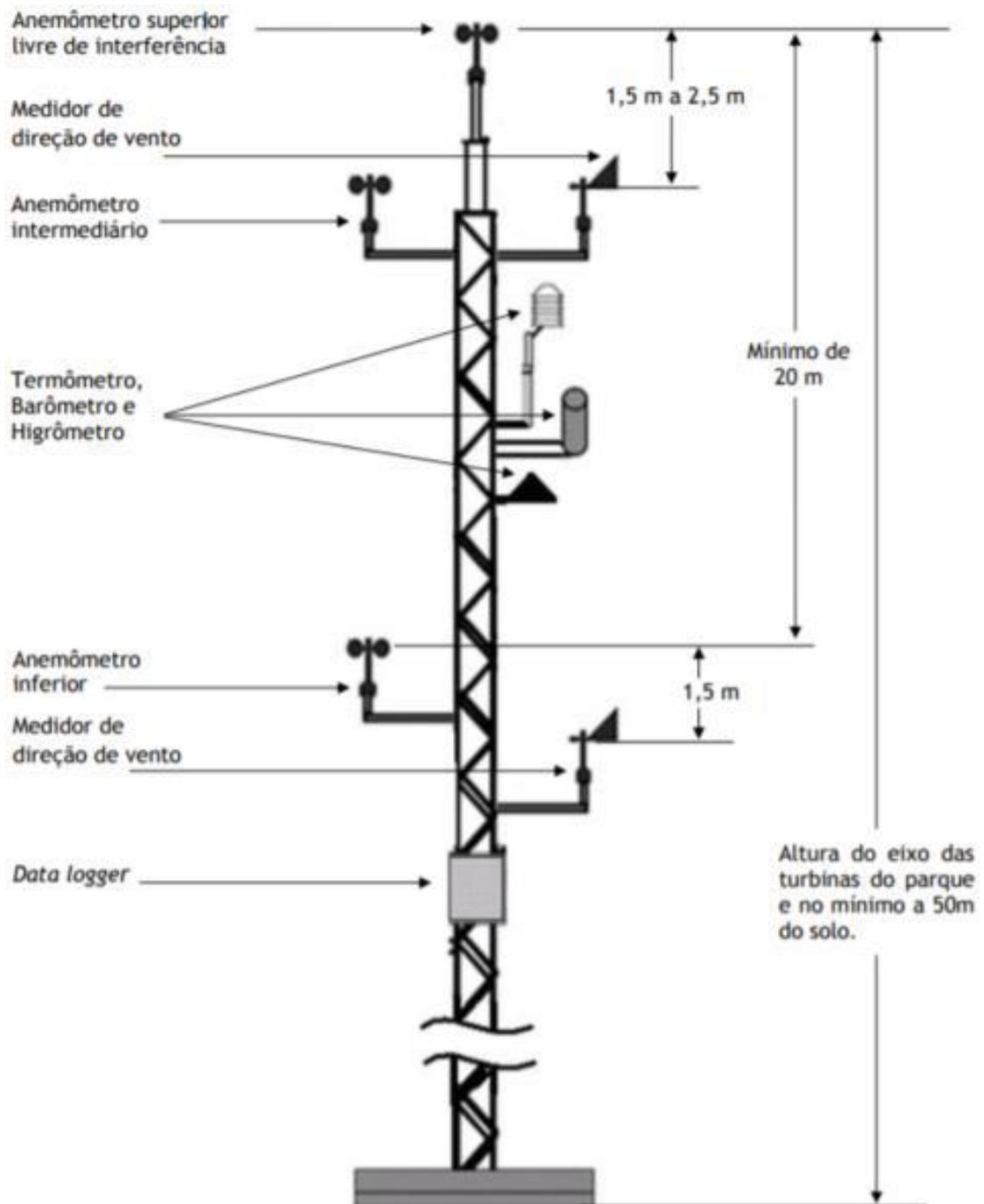


Figura I.1 - Torre anemométrica padrão EPE [retirado de EPE, 2016].

**ANEXO II** - Curva de potência do aerogerador.

Tabela II.1 - Curva de potência do aerogerador NREL WindPACT 1,5 MW [Sanchez, 2014].

Velocidade a altura do cubo do rotor [m/s]	Potência [kW]
1	0
2	0
3	0
4	48,0
5	129,0
6	227,0
7	367,0
8	550,0
9	755,0
10	997,0
11	1290,0
12	1494,0
13	1500,0
14	1500,0
15	1500,0
16	1500,0
17	1500,0
18	1500,0
19	1500,0
20	1500,0
21	1500,0
22	1500,0
23	1500,0
24	1500,0
25	1500,0

**ANEXO III** - Perfis aerodinâmicos unitários da pá do aerogerador.

Tabela III.1 - Perfil circular unitário.

Perfil circular		Perfil circular		Perfil circular	
$x/c$	$y/c$	$x/c$	$y/c$	$x/c$	$y/c$
1	0	0,2320866	-0,4221640	0,2871104	0,4524135
0,9990134	-0,0313953	0,2061074	-0,4045085	0,3159377	0,4648882
0,9960574	-0,0626666	0,1812880	-0,3852566	0,3454915	0,4755283
0,9911436	-0,0936907	0,1577264	-0,3644843	0,3756551	0,4842916
0,9842916	-0,1243449	0,1355157	-0,3422736	0,4063093	0,4911436
0,9755283	-0,1545085	0,1147434	-0,3187120	0,4373334	0,4960574
0,9648882	-0,1840623	0,0954915	-0,2938926	0,4686047	0,4990134
0,9524135	-0,2128896	0,0778360	-0,2679134	0,5000000	0,5000000
0,9381533	-0,2408768	0,0618467	-0,2408768	0,5313953	0,4990134
0,9221640	-0,2679134	0,0475865	-0,2128896	0,5626666	0,4960574
0,9045085	-0,2938926	0,0351118	-0,1840623	0,5936907	0,4911436
0,8852566	-0,3187120	0,0244717	-0,1545085	0,6243449	0,4842916
0,8644843	-0,3422736	0,0157084	-0,1243449	0,6545085	0,4755283
0,8422736	-0,3644843	0,0088564	-0,0936907	0,6840623	0,4648882
0,8187120	-0,3852566	0,0039426	-0,0626666	0,7128896	0,4524135
0,7938926	-0,4045085	0,0009866	-0,0313953	0,7408768	0,4381533
0,7679134	-0,4221640	0,0000000	0,0000000	0,7679134	0,4221640
0,7408768	-0,4381533	0,0009866	0,0313953	0,7938926	0,4045085
0,7128896	-0,4524135	0,0039426	0,0626666	0,8187120	0,3852566
0,6840623	-0,4648882	0,0088564	0,0936907	0,8422736	0,3644843
0,6545085	-0,4755283	0,0157084	0,1243449	0,8644843	0,3422736
0,6243449	-0,4842916	0,0244717	0,1545085	0,8852566	0,3187120
0,5936907	-0,4911436	0,0351118	0,1840623	0,9045085	0,2938926
0,5626666	-0,4960574	0,0475865	0,2128896	0,9221640	0,2679134
0,5313953	-0,4990134	0,0618467	0,2408768	0,9381533	0,2408768
0,5000000	-0,5000000	0,0778360	0,2679134	0,9524135	0,2128896
0,4686047	-0,4990134	0,0954915	0,2938926	0,9648882	0,1840623
0,4373334	-0,4960574	0,1147434	0,3187120	0,9755283	0,1545085
0,4063093	-0,4911436	0,1355157	0,3422736	0,9842916	0,1243449
0,3756551	-0,4842916	0,1577264	0,3644843	0,9911436	0,0936907
0,3454915	-0,4755283	0,1812880	0,3852566	0,9960574	0,0626666
0,3159377	-0,4648882	0,2061074	0,4045085	0,9990134	0,0313953
0,2871104	-0,4524135	0,2320866	0,4221640	1	0
0,2591232	-0,4381533	0,2591232	0,4381533		

Tabela III.2 - Perfis unitários NREL WindPACT 1,5 MW.

S818		S825		S828	
<i>x/c</i>	<i>y/c</i>	<i>x/c</i>	<i>y/c</i>	<i>x/c</i>	<i>y/c</i>
1	0	1	0	1	0
0,9962800	0,0011720	0,9965700	0,0010280	0,9966400	0,0009850
0,9857490	0,0050420	0,9868180	0,0044480	0,9870560	0,0042650
0,9697330	0,0115670	0,9718800	0,0102310	0,9723140	0,0098340
0,9493310	0,0199330	0,9527170	0,0176620	0,9533320	0,0170370
0,9250130	0,0290360	0,9297520	0,0257510	0,9305310	0,0249490
0,8966040	0,0379580	0,9028330	0,0336520	0,9037940	0,0327680
0,8636300	0,0466350	0,8715280	0,0412710	0,8727360	0,0404030
0,8264240	0,0553870	0,8361140	0,0488760	0,8376460	0,0481000
0,7855330	0,0642160	0,7970690	0,0564580	0,7990070	0,0558420
0,7415350	0,0730430	0,7548970	0,0639410	0,7573300	0,0635440
0,6950380	0,0817460	0,7101380	0,0712180	0,7131600	0,0710840
0,6466740	0,0901720	0,6633510	0,0781570	0,6670640	0,0783120
0,5970880	0,0981380	0,6151140	0,0846090	0,6196240	0,0850560
0,5469260	0,1054370	0,5660080	0,0904100	0,5714260	0,0911180
0,4968260	0,1118440	0,5166080	0,0953840	0,5230510	0,0962770
0,4474050	0,1171130	0,4674780	0,0993480	0,4750630	0,1002800
0,3992540	0,1209790	0,4191570	0,1021120	0,4280070	0,1028110
0,3529290	0,1231500	0,3721560	0,1034770	0,3822450	0,1032580
0,3089610	0,1232530	0,3269540	0,1032100	0,3373230	0,1015810
0,2676490	0,1204770	0,2838770	0,1008520	0,2935680	0,0983000
0,2280320	0,1147830	0,2425440	0,0964290	0,2514550	0,0936440
0,1902930	0,1070470	0,2032500	0,0904860	0,2114240	0,0877850
0,1548810	0,0976870	0,1664410	0,0833000	0,1739090	0,0808810
0,1221850	0,0870300	0,1325160	0,0750800	0,1393010	0,0730780
0,0926150	0,0753810	0,1018580	0,0660250	0,1079620	0,0645320
0,0665160	0,0630280	0,0748080	0,0562990	0,0802200	0,0553860
0,0442750	0,0502760	0,0516110	0,0460930	0,0563120	0,0458100
0,0262330	0,0373510	0,0325280	0,0356200	0,0364910	0,0359890
0,0126060	0,0245340	0,0176690	0,0251160	0,0208430	0,0261340
0,0037570	0,0122170	0,0072500	0,0149310	0,0095480	0,0165530
0,0006720	0,0045570	0,0013020	0,0054600	0,0025480	0,0075840
0,0001330	0,0018360	0,0002790	0,0022740	0,0001690	0,0016540
0,0000370	0,0008870	0,0000070	0,0003330	0,0000010	0,0001020
0,0000250	-0,0007350	0,0001330	-0,0014060	0,0000000	0,0000060
0,0004990	-0,0032800	0,0004040	-0,0022090	0,0001980	-0,0014170
0,0014270	-0,0059480	0,0008230	-0,0030440	0,0009460	-0,0026910
0,0032930	-0,0097270	0,0019840	-0,0047520	0,0021650	-0,0039920
0,0123690	-0,0214630	0,0065270	-0,0092000	0,0036670	-0,0052230
0,0263850	-0,0338140	0,0182170	-0,0165010	0,0136390	-0,0103420
0,0449280	-0,0463990	0,0350690	-0,0238020	0,0291830	-0,0151690
0,0677500	-0,0590780	0,0567320	-0,0309060	0,0499380	-0,0195780
0,0942600	-0,0719130	0,0830120	-0,0377490	0,0757680	-0,0235650
0,1235230	-0,0843830	0,1135430	-0,0443540	0,1063240	-0,0272190
0,1551520	-0,0959940	0,1479690	-0,0509000	0,1412880	-0,0307200
0,1885000	-0,1062260	0,1852740	-0,0582410	0,1798840	-0,0347290
0,2228810	-0,1147670	0,2227070	-0,0652090	0,2200740	-0,0386530
0,2570260	-0,1194270	0,2601410	-0,0692650	0,2615260	-0,0407690
0,2930980	-0,1188780	0,2986810	-0,0690430	0,3049740	-0,0406250

Tabela III.3 - Perfis unitários NREL WindPACT 1,5 MW (continuação).

S818 $x/c$	S825 $y/c$	S828 $x/c$	S818 $x/c$	S825 $y/c$	S828 $x/c$
0,3319980	-0,1135990	0,3399280	-0,0643630	0,3500960	-0,0380790
0,3745220	-0,1042810	0,3844940	-0,0561510	0,3976360	-0,0328210
0,4206420	-0,0920700	0,4327640	-0,0452170	0,4476370	-0,0256460
0,4700460	-0,0778460	0,4846970	-0,0329830	0,5000870	-0,0171140
0,1235230	-0,0843830	0,1135430	-0,0443540	0,1063240	-0,0272190
0,5222800	-0,0624870	0,5394720	-0,0206570	0,5546240	-0,0082670
0,5767160	-0,0468870	0,5960750	-0,0091370	0,6103640	0,0000490
0,6325400	-0,0319240	0,6533660	0,0008700	0,6662890	0,0072190
0,6887410	-0,0184130	0,7101180	0,0088370	0,7213050	0,0127930
0,7441400	-0,0070460	0,7650520	0,0144170	0,7742760	0,0164740
0,7974170	0,0016640	0,8168870	0,0174430	0,8240600	0,0181130
0,8471710	0,0074280	0,8643820	0,0178980	0,8695510	0,0176890
0,8919880	0,0102220	0,9061980	0,0158090	0,9095580	0,0152180
0,9305200	0,0102910	0,9407710	0,0118620	0,9427000	0,0112780
0,9615580	0,0081110	0,9672940	0,0073570	0,9682410	0,0069660
0,9837340	0,0043370	0,9857360	0,0034550	0,9861010	0,0032750
0,9961400	0,0011110	0,9964880	0,0008930	0,9965680	0,0008500
1	0	1	0	1	0

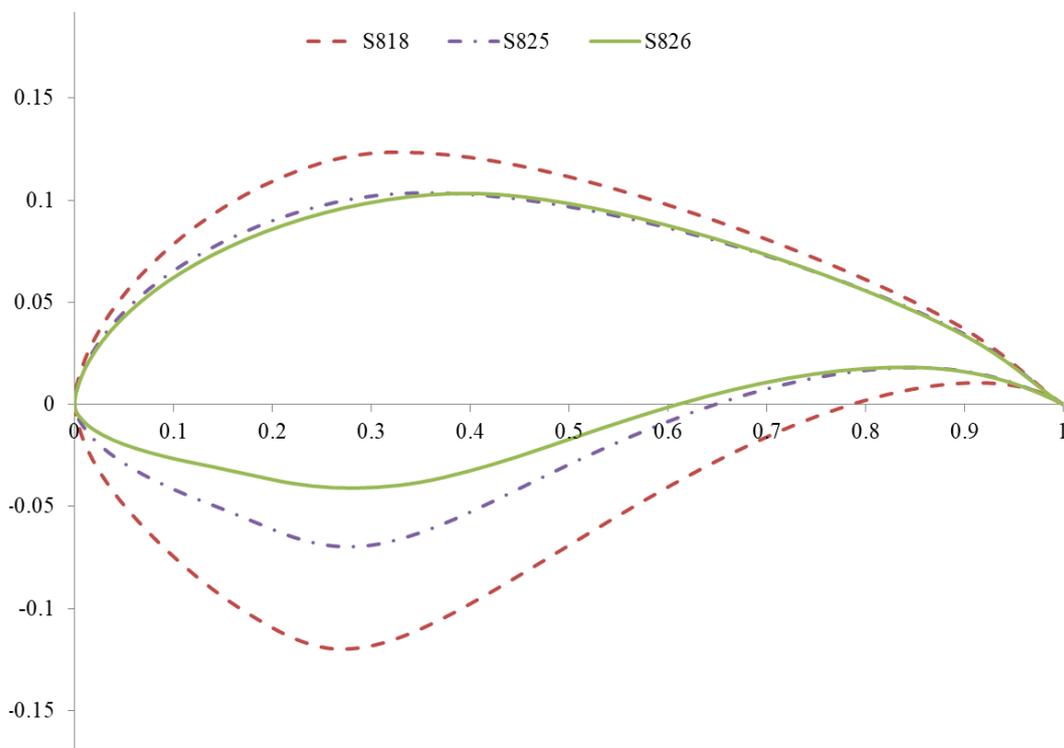


Figura III.1 - Perfis unitários NREL WindPACT 1,5MW.