

Universidade Federal do Rio Grande do Sul
Escola de Engenharia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil

**Estudo experimental da deflexão da esteira aerodinâmica à
sotavento de aerogeradores desalinhados com o vento incidente**

Carla Trindade Scherer

Porto Alegre
2018

CARLA TRINDADE SCHERER

**ESTUDO EXPERIMENTAL DA DEFLEXÃO DA ESTEIRA
AERODINÂMICA À SOTAVENTO DE AEROGERADORES
DESALINHADOS COM O VENTO INCIDENTE**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Civil da Universidade Federal do Rio Grande do Sul,
como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em
Engenharia.

Porto Alegre
2018

CARLA TRINDADE SCHERER

**ESTUDO EXPERIMENTAL DA DEFLEXÃO DA ESTEIRA
AERODINÂMICA À SOTAVENTO DE AEROGERADORES
DESALINHADOS COM O VENTO INCIDENTE**

Porto Alegre, 17 de setembro de 2018

Prof. Acir Mércio Loredou-Souza (UFRGS)
Ph.D. University of Western Ontario, Canada
Orientador

Prof. Nilo Cesar Consoli (UFRGS)
Ph.D. Concordia University, Canada
Coordenador do PPGEC/UFRGS

BANCA EXAMINADORA

Prof. Adrian Roberto Wittwer (UNNE)
Dr. pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Brasil

Prof. Adriane Prisco Petry (UFRGS)
Dr. pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Brasil

Eng. Jussara Maria Leite Mattuella
Dr. pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Brasil

Eng. Mario Gustavo Klaus Oliveira
Dr. pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Brasil

Dedico este trabalho à minha família, que sempre foi
minha base, meu porto-seguro e meu exemplo.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) e ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) pela bolsa de estudos que tornou possível minha dedicação exclusiva aos estudos.

Agradeço à Universidade Federal do Rio Grande do Sul, dentro da qual venho crescendo e me desenvolvendo desde 2007, sendo conduzida por um ensino de qualidade.

Agradeço ao meu orientador, professor Acir Mércio Loredo-Souza, por todos os ensinamentos compartilhados, que me serviram de referência não só na vida acadêmica. Obrigada pela paciência, por ter acreditado na minha capacidade, apoiado minhas decisões e por ter dividido comigo seu conhecimento.

Agradeço à Eng. Jussara Mattuella, ao professor Adrian Wittwer e à professora Adriane Petry pelas contribuições e sugestões ao longo do trabalho.

Agradeço ao pessoal do LAC, pela companhia que tornou os dias no laboratório mais alegres. Um agradecimento especial ao Manuel, que dividiu comigo todo o conhecimento adquirido ao longo do desenvolvimento de sua dissertação. Ao Roges e ao Arthur, pela enorme ajuda ao longo dos ensaios. Ao Matthew, pelo incentivo e pela companhia divertida na sala de estudos do LAC.

Agradeço a todos os meus amigos: minha segunda família. Obrigada por terem contribuído, cada um à sua maneira, para que eu não me desviasse dos meus objetivos, me ajudando a equilibrar o lazer com o dever, tornando esta caminhada muito mais prazerosa. Vocês foram essenciais.

Agradeço, por fim e acima de tudo, à minha família, que nunca deixou de me apoiar em todas as minhas escolhas. Aos meus queridos irmãos, Cláudio e Clarissa, pelo companheirismo e compreensão ao longo de todos esses anos. Vocês são os meus melhores amigos e o meu porto-seguro. Aos meus amados pais, Cláudio e Liane, pelo amor incondicional, por terem me ensinado valores que me fizeram buscar por cada vez mais conhecimento e pelas muitas vezes em que abriram mão de seu próprio conforto para que eu e meus irmãos pudéssemos ter um ensino de qualidade e para que nada nos faltasse. Vocês são meus exemplos de seres humanos.

[...]

It matters not how strait the gate,
how charged with punishments the scroll,
I am the master of my fate:
I am the captain of my soul.

William Ernest Henley

RESUMO

SCHERER, C. T. **Estudo experimental da deflexão da esteira aerodinâmica à sotavento de aerogeradores desalinhados com o vento incidente**. 2018. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal do Rio grande do Sul, Porto Alegre.

Quando o vento passa através do rotor de aerogeradores (ou turbinas eólicas), sua energia cinética é extraída e transformada em energia elétrica, provocando alterações no escoamento à sotavento (esteira aerodinâmica), traduzidas por um decréscimo na velocidade média e acréscimo na intensidade de turbulência. Em parques eólicos, aerogeradores usualmente operam com rotores parcial ou totalmente inseridos na esteira de outras máquinas (efeitos de esteira), região com menor potencial de geração de energia. Pequenas alterações no ângulo de incidência do vento (ângulo de *yaw*) nas turbinas podem, no entanto, desviar a trajetória de desenvolvimento da esteira, diminuindo os efeitos de interação entre turbinas e aumentando a eficiência na extração de energia do todo. Diversos esforços têm sido voltados ao estudo da deflexão da esteira devido ao ângulo de *yaw*. O assunto, no entanto, segue desafiador: envolve diversas variáveis e apresenta prós e contras que devem ser cuidadosamente contrabalanceados. Neste trabalho, é feito um estudo experimental em túnel de vento que inicialmente avalia a deflexão da esteira à sotavento de um modelo reduzido de aerogerador isolado, projetado e construído com base na teoria, operando através de 5 diferentes ângulos de *yaw* ($\pm 30^\circ$, $\pm 15^\circ$ e 0°), através de ensaios de investigação de performance aerodinâmica (Re e TSR) e características da esteira (U_∞ e I_E). A seguir, avalia o aumento na produção de energia, através de medições de potência geradas por um conjunto de 2 turbinas para diferentes layouts e ângulos de *yaw* à barlavento. Os ensaios foram conduzidos sob vento incidente de camada limite com expoente da lei potencial $p=0,23$. As medições foram feitas com um anemômetro de fio-quente em diversos pontos ao longo de três posições longitudinais da esteira ($x/D=2;4;7$), gerando perfis verticais e horizontais de U_∞ e I_E . Os resultados obtidos foram comparados com modelos teóricos, apresentando boa concordância. O *layout* mais adequado do ponto de vista de geração de energia apresentou um aumento de 6,44% na geração do conjunto, consagrando a utilização do controle por *yaw* como importante ferramenta no aumento da eficiência em parques eólicos.

Palavras-chave: *esteira aerodinâmica; aerogerador; ângulo de yaw; deflexão da esteira; eficiência em parques eólicos; medição de potência; modelo reduzido; túnel de vento.*

ABSTRACT

SCHERER, C. T. **Experimental study of the wake deflection behind wind turbines operating misaligned with the incoming wind direction.** 2018. Dissertation (Master's in Civil Engineering) – Post-graduate Program in Civil Engineering, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.

When wind flows through a wind turbine rotor, its kinetic energy is extracted and transformed into electric energy, causing changes in the downwind flow (wake): a velocity deficit and a turbulence intensity increase. On wind farms, wind turbines usually operate with their rotors partial or fully inserted into other turbine wakes (wake effects). This region carries a smaller power generation potential. However, small changes at the upwind turbine yaw angle can deflect wake trajectory downwind, reducing interaction amongst turbines and increasing wind farm's power production. Many efforts have been directed to the study of wake deflection in the presence of the yaw angle, but the subject remains a challenge: it implicates on the study of many variables and the consideration of pros and cons, which must be carefully counterbalanced. This document presents an experimental study which aims to firstly evaluate the wake deflection downwind an isolated small-scaled wind turbine, designed and built based on theory, operating through five different yaw angles ($\pm 30^\circ$, $\pm 15^\circ$ and 0°), through wind tunnel tests, measuring aerodynamic performance (Re and TSR) and wake parameters (U_∞ and I_E). Next, it aims to evaluate the increase on power production, through power output measurements of a group of two wind turbines, considering different layouts and yaw angles for the upwind turbine. The wind tunnel tests were conducted considering incoming boundary-layer wind with potential law exponent $p=0,23$. A hot wire anemometer was used to measure U_∞ and I_E at many points through three different longitudinal distances ($x/D=2;4;7$) along the wake, generating vertical and horizontal profiles. These were compared with theoretical models, showing good agreement with them. The most suitable layout by the power production point of view resulted in a 6.44% increase in power production by the group of two turbines. This result reinforces the use of yaw angle as an important tool on yaw control to increase wind farm efficiency.

Key-words: *wind turbine wake; wind turbine; yaw angle; wake deflection; wind farm efficiency; power production; small-scaled wind turbine; wind tunnel.*

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Consumo mundial de energia, período 1990-2040 (quadrilhão Btu)	28
Figura 1.2 – Consumo mundial de energia por fontes, período 1990-2040 (quadrilhão de Btu)	29
Figura 1.3 – Capacidade eólica global instalada acumulada entre 2001 e 2017	30
Figura 1.4 – Matriz Elétrica Brasileira em a) 2017 e b) 2016	32
Figura 1.5 – Evolução da geração de energia elétrica proveniente da fonte eólica no Brasil	33
Figura 2.1 – a) Moinho persa (vista frontal e superior); b) Moinho chinês	40
Figura 2.2 – a) Moinho holandês; b) Moinho americano	41
Figura 2.3 – Evolução no tamanho e capacidade de geração de energia de turbinas eólicas	42
Figura 2.4 – Exemplos de máquinas eólicas: a) movida pela força de arrasto (anemômetro de copo); b) movida pela força de sustentação (moinho); c) de eixo vertical (turbina Darrieus); d) de eixo horizontal	44
Figura 2.5 – Tipologias de TEEH's	45
Figura 2.6 – Partes de uma TEEH	48
Figura 2.7 – Circulação Geral Atmosférica (hemisfério norte)	51
Figura 2.8 – Componentes do vetor velocidade	56
Figura 2.9 – Variação da velocidade do vento na CLA	57
Figura 2.10 – Influência da estratificação térmica no perfil de velocidade da CLA	58
Figura 2.11 – Perfis de velocidade média do vento e tensões de Reynolds	59
Figura 2.12 – Tubo de corrente utilizado nas teorias da quantidade de movimento	62
Figura 2.13 – Disco atuador e tubo de corrente	63
Figura 2.14 – Configuração de uma esteira turbulenta	67
Figura 2.15 – Trajetória de uma partícula na esteira do disco rotor	68
Figura 2.16 – Máximo coeficiente de potência teórico para uma turbina ideal	72
Figura 2.17 – Nomenclatura de aerofólios	73

Figura 2.18 – Esquema de forças e momento atuantes na seção de um aerofólio inserido em um escoamento	75
Figura 2.19 – Variação de (C_L) em função de (α) para o aerofólio NACA 0012	77
Figura 2.20 – Padrão helicoidal do escoamento na esteira do tubo de vórtices	78
Figura 2.21 – Esquema dos elementos de pá do rotor	81
Figura 2.22 – Geometria da seção de pá de um rotor utilizada na Teoria do Elemento de Pá	81
Figura 2.23 – Variação do coeficiente de potência em função do TSR	88
Figura 2.24 – Deflexão da esteira de uma turbina operando com <i>yaw</i>	91
Figura 2.25 – Evolução dos perfis de déficit de velocidade (azul) e da presença de turbulência na esteira de TEEH's	93
Figura 2.26 – Interação entre esteiras em um parque eólico <i>offshore</i>	93
Figura 2.27 – Parque eólico instalado em terreno complexo	94
Figura 2.28 – Decomposição de forças na direção axial em uma turbina operando com <i>yaw</i>	95
Figura 2.29 – Campos de velocidade normalizada U_E/U_{cubo} e deflexões da esteira no plano horizontal x-y na altura do cubo. Linhas tracejadas e círculos representam, respectivamente, as trajetórias das fronteiras e do centro da esteira	96
Figura 2.30 – Campos de intensidade de turbulência normalizada I_E e deflexões da esteira no plano horizontal x-y na altura do cubo. Linhas tracejadas e círculos representam, respectivamente, as posições dos dois picos de intensidade de turbulência e o ponto central entre eles. Linha vermelha representa a trajetória do centro da esteira obtido dos campos de velocidade	97
Figura 2.31 – Contornos do déficit de velocidade normalizada em diferentes seções transversais (plano y-z) e para diferentes ângulos de <i>yaw</i> . O círculo preto indica a área frontal do rotor e o ponto branco, o centro da esteira	99
Figura 2.32 – Esquema de deflexão da esteira do modelo de Jiménez et al. (2010)	101
Figura 2.33 – Modelo de esteira com deflexão: (a) déficit de velocidades e (b) acréscimo na intensidade de turbulência	104
Figura 3.1 – Desenvolvimento natural de camada limite em túnel de vento	110
Figura 3.2 – Arranjos com dispositivos passivos utilizados na simulação das condições do vento natural: (a) geradores de vorticidade elípticos; (b) barreiras perfuradas com elementos de rugosidade; (c) simuladores de Standen com elementos de rugosidade; (d) grelha	111

Figura 3.3 – Arranjo típico para simulação de CLA	112
Figura 3.4 – Túnel de Vento Prof. Joaquim Blessmann da UFRGS	114
Figura 3.5 – Perdas na conversão de energia no rotor	119
Figura 3.6 – Desenho do modelo reduzido	121
Figura 3.7 – Seção do aerofólio NREL-S803	123
Figura 3.8 – Distribuição dos coeficientes aerodinâmicos de pressão (C_p) no aerofólio para o ângulo de ataque ótimo encontrado	125
Figura 3.9 – Vista a) em perspectiva e b) frontal das seções em formato de aerofólio que formam as pás do rotor	127
Figura 3.10 – Vistas do rotor cujas pás foram desenvolvidas com o aerofólio NREL-S803	128
Figura 3.11 – Disposição de impressão das duas partes das pás no <i>software Cliever Studio</i>	129
Figura 3.12 – a) Modelo reduzido após montado; b) Motor CC <i>Precision Microdrive</i> 112-001. C) Adaptador especial 3-1,5mm	129
Figura 3.13 – Funcionamento de um tubo de Pitot-Prandtl	131
Figura 3.14 – Anemômetro de fio quente	132
Figura 3.15 – Foto-tacômetro digital	132
Figura 3.16 – Leitura da velocidade angular do rotor	134
Figura 3.17 – a) Barômetro Novus/Huba N1500; b) Micromanômetro ManoAir 500 ...	135
Figura 3.18 – Localizaçãodo tubo de Pitot-Prandtl	135
Figura 3.19 – Vista superior da configuração dos pontos (em azul) de medição dos ensaios – perfis horizontais	138
Figura 3.20 – Vista lateral da configuração dos pontos (em azul) de medição dos ensaios – perfis verticais	138
Figura 3.21 – Arranjo experimental das medições com o anemômetro de fio-quente ...	139
Figura 3.22 – a) Multímetros utilizados e b) circuito que representa as medições de potência realizadas nos ensaios	140
Figura 3.23 – Configuração de ensaios (a): distância longitudinal entre turbinas 7D e transversal 0D	141

Figura 3.24 – Configuração de ensaios (b): distância longitudinal entre turbinas 5,5D e transversal 0,5D	141
Figura 3.25 – Configuração de ensaios (c): distância longitudinal entre turbinas 5,5D e transversal 1D	142
Figura 4.1 – Coeficientes de empuxo (C_T) calculados com base nas velocidades medidas experimentalmente para $\chi=0^\circ$	145
Figura 4.2 – Perfis verticais de velocidades médias normalizadas (U_E/U_{cubo}): $\chi=0^\circ$	146
Figura 4.3 – Perfis horizontais de velocidades médias normalizadas (U_E/U_{cubo}): $\chi=0^\circ$..	147
Figura 4.4 – Perfis verticais de velocidades médias normalizadas (U_E/U_{cubo}): a) $\chi=-15^\circ$; b) $\chi=+15^\circ$; c) $\chi=-30^\circ$; d) $\chi=+30^\circ$	148
Figura 4.5 – Perfis verticais de déficit de velocidades médias normalizadas ($\Delta U_E/U_{cubo}$): a) $\chi=-15^\circ$; b) $\chi=+15^\circ$; c) $\chi=-30^\circ$; d) $\chi=+30^\circ$	149
Figura 4.6 – Perfis horizontais de velocidades médias normalizadas (U_E/U_{cubo}): a) $\chi=-15^\circ$; b) $\chi=+15^\circ$; c) $\chi=-30^\circ$; d) $\chi=+30^\circ$	150
Figura 4.7 – Comparação entre perfis horizontais de velocidades médias normalizadas: medidos e modelos de esteira ($\chi=0^\circ$): a) $x/D=2$; b) $x/D=4$; c) $x/D=7$.	151
Figura 4.8 – Comparação entre perfis horizontais de velocidades médias normalizadas: medidos e modelos de esteira ($\chi=-30^\circ$): a) $x/D=2$; b) $x/D=4$; c) $x/D=7$	152
Figura 4.9 – Comparação entre perfis horizontais de velocidades médias normalizadas: medidos e modelos de esteira ($\chi=-15^\circ$): a) $x/D=2$; b) $x/D=4$; c) $x/D=7$	153
Figura 4.10 – Comparação entre perfis horizontais de velocidades médias normalizadas: medidos e modelos de esteira ($\chi=+15^\circ$): a) $x/D=2$; b) $x/D=4$; c) $x/D=7$	154
Figura 4.11 – Comparação entre perfis horizontais de velocidades médias normalizadas: medidos e modelos de esteira ($\chi=+30^\circ$): a) $x/D=2$; b) $x/D=4$; c) $x/D=7$	155
Figura 4.12 – Perfis verticais de intensidade de turbulência normalizada a) absoluta (I_E/I_{cubo}) e b) acrescida ($\Delta I_E/I_{cubo}$) para $\chi=0^\circ$	157
Figura 4.13 – Perfis horizontais de intensidade de turbulência normalizada a) absoluta (I_E/I_{cubo}) e b) acrescida ($\Delta I_E/I_{cubo}$) para $\chi=0^\circ$	157
Figura 4.14 – Perfis verticais de intensidade de turbulência absoluta normalizada (I_E/I_{cubo}): a) $\chi=-15^\circ$; b) $\chi=+15^\circ$; c) $\chi=-30^\circ$; d) $\chi=+30^\circ$	158

Figura 4.15 – Perfis verticais de intensidade de turbulência acrescida normalizada ($\Delta I_E/I_{cubo}$): a) $\chi=-15^\circ$; b) $\chi=+15^\circ$; c) $\chi=-30^\circ$; d) $\chi=+30^\circ$	159
Figura 4.16 – Perfis horizontais de intensidade de turbulência absoluta normalizada (I_E/I_{cubo}): a) $\chi=-15^\circ$; b) $\chi=+15^\circ$; c) $\chi=-30^\circ$; d) $\chi=+30^\circ$	160
Figura 4.17 – Perfis horizontais de intensidade de turbulência acrescida normalizada ($\Delta I_E/I_{cubo}$): a) $\chi=-15^\circ$; b) $\chi=+15^\circ$; c) $\chi=-30^\circ$; d) $\chi=+30^\circ$	161
Figura 4.18 – Comparação entre perfis horizontais de intensidade de turbulência acrescida normalizada: medidos e modelos de esteira ($\chi=0^\circ$): a) $x/D=2$; b) $x/D=4$; c) $x/D=7$	162
Figura 4.19 – Comparação entre perfis horizontais de intensidade de turbulência acrescida normalizada: medidos e modelos de esteira ($\chi=-30^\circ$): a) $x/D=2$; b) $x/D=4$; c) $x/D=7$	163
Figura 4.20 – Comparação entre perfis horizontais de intensidade de turbulência acrescida normalizada: medidos e modelos de esteira ($\chi=-15^\circ$): a) $x/D=2$; b) $x/D=4$; c) $x/D=7$	164
Figura 4.21 – Comparação entre perfis horizontais de intensidade de turbulência acrescida normalizada: medidos e modelos de esteira ($\chi=+15^\circ$): a) $x/D=2$; b) $x/D=4$; c) $x/D=7$	165
Figura 4.22 – Comparação entre perfis horizontais de intensidade de turbulência acrescida normalizada: medidos e modelos de esteira ($\chi=+30^\circ$): a) $x/D=2$; b) $x/D=4$; c) $x/D=7$	166
Figura 4.23 – Trajetórias de desenvolvimento do ponto central da esteira no plano x-y para os ângulos de <i>yaw</i> a) $\chi=+15^\circ$ e b) $\chi=-15^\circ$	167
Figura 4.24 – Trajetórias de desenvolvimento do ponto central da esteira no plano x-y para os ângulos de <i>yaw</i> a) $\chi=+30^\circ$ e b) $\chi=-30^\circ$	168
Figura 4.25 – Trajetórias de desenvolvimento do ponto central e das extremidades da esteira no plano x-y para os ângulos de <i>yaw</i> 0° , -15° e -30° e distância longitudinal $5,5D$ e transversal $0,5D$ entre turbinas	168
Figura 4.26 – Trajetórias de desenvolvimento do ponto central e das extremidades da esteira no plano x-y para os ângulos de <i>yaw</i> 0° , -15° e -30° e distância longitudinal $5,5D$ e transversal $1D$ entre turbinas	169
Figura 4.27 – Potências elétricas [mVA] medidas em cada turbina para diferentes ângulos de <i>yaw</i> – configuração (a) de ensaio (percentuais referentes aos valores de referência em vermelho)	170
Figura 4.28 – Potências elétricas [mVA] medidas em cada turbina para diferentes ângulos de <i>yaw</i> – configuração (b) de ensaio (percentuais referentes aos valores de referência em vermelho)	170

Figura 4.29 – Potências elétricas [mVA] medidas em cada turbina para diferentes ângulos de <i>yaw</i> – configuração (c) de ensaio (percentuais referentes aos valores de referência em vermelho)	171
Figura 5.1 – Máximos déficits de velocidade observados nos perfis horizontais de velocidade média normalizada em cada distância longitudinal medida	175

LISTA DE TABELAS

Figura 2.1 – Valores sugeridos para os parâmetros p , z_0 e espessura da CLA para as cinco categorias de terreno da NBR 6123	61
Figura 3.1 – Dimensões macro do modelo de turbina E-92 da Enercon	119
Figura 3.2 – Dimensões do modelo reduzido	122
Figura 3.3 – Características geométricas do aerofólio NREL-S803	124
Figura 3.4 – Parâmetros aerodinâmicos de projeto das pás do rotor	125
Figura 3.5 – Valores calculados no dimensionamento das quinze seções que formam a pá do rotor	127
Figura 3.6 – Resumo da quantidade de perfis de velocidade média e intensidade de turbulência gerados	139
Tabela 4.1 – Dados medidos nos ensaios de desempenho aerodinâmico: vento uniforme-suave	144
Tabela 4.2 – Dados medidos nos ensaios de desempenho aerodinâmico: vento uniforme-turbulento	144
Tabela 4.3 – Dados medidos nos ensaios de desempenho aerodinâmico: vento de camada limite com expoente $p=0,11$	145
Tabela 4.4 – Dados medidos nos ensaios de desempenho aerodinâmico: vento de camada limite com expoente $p=0,23$	145
Tabela 4.5 – Resumo das potências elétricas medidas em cada turbina para a configuração (a) de ensaio – valores de referência e valores das turbinas operando em conjunto	170
Tabela 4.6 – Resumo das potências elétricas medidas em cada turbina para a configuração (b) de ensaio – valores de referência e valores das turbinas operando em conjunto	171
Tabela 4.7 – Resumo das potências elétricas medidas em cada turbina para a configuração (c) de ensaio – valores de referência e valores das turbinas operando em conjunto	171

LISTA DE SIGLAS

IPCC: *Intergovernmental Panel on Climate Change*

ONU: Organização das Nações Unidas

EIA: *Energy Information Administration*

OECD: *Organisation for Economic Co-operation and Development*

GWEC: *Global Wind Energy Council*

PROINFA: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

LER: Leilão de Energia de Reserva

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

TEEH: Turbina Eólica de Eixo Horizontal

CLA: Camada Limite Atmosférica

EUA: Estados Unidos da América

TEEV: Turbina Eólica de Eixo Vertical

TSR: *Tip Speed Ratio* (velocidade de ponta de pá)

NBR: Norma Brasileira

QML: (Teoria da) Quantidade de Movimento Linear

QMA: (Teoria da) Quantidade de Movimento Angular

NACA: *National Advisory Committee for Aeronautics*

BEM: *Blade Element Momentum (Theory)*

UFRGS: Universidade Federal do Rio Grande do Sul

RPM: Rotações Por Minuto

SI: Sistema Internacional

NREL: *National Renewable Energy Laboratory*

LAC: Laboratório de Aerodinâmica das Construções

LISTA DE SÍMBOLOS

Re: Número de Reynolds [adimensional]

U_{∞} : velocidade média de fluxo livre do vento [m/s]

L: dimensão característica do corpo [m]

ν : viscosidade cinemática do fluido [m²/s]

λ : velocidade de ponta de pá (*Tip Speed Ratio* – TSP) [adimensional]

Ω : velocidade angular de rotação das pás do rotor [rad/s]

R: raio do rotor [m]

r: raio da seção [m]

λ_r : velocidade local de pá [adimensional]

a: fator de indução axial [adimensional]

U_D : velocidade da massa de ar que passa pelo rotor [m/s]

a' : fator de indução angular [adimensional]

ω : velocidade angular imposta ao fluxo de ar na esteira [rad/s]

σ' : solidez da turbina [adimensional]

B: número de pás do rotor [adimensional]

c: comprimento da corda [m]

dm/dt: fluxo de massa de ar [kg/s]

A: área da seção/rotor [m²]

ρ : massa específica do ar [kg/m³]

Pot_a: potência disponível [W]

Pote: potência extraída [W]

C_P : coeficiente de potência [adimensional]

t: instante de tempo [s]

\underline{r} : vetor posição [m]

\underline{U} : vetor velocidade do vento [m/s]

\bar{U} : vetor velocidade média do vento [m/s]

\underline{u} : vetor velocidade flutuante do vento na direção x [m/s]

\underline{w} : vetor velocidade flutuante do vento na direção z [m/s]

σ_U : desvio padrão da velocidade do vento [m/s]

I_U : vetor intensidade de turbulência do vento [%]

τ_t : tensões tangenciais, tensões de Reynolds [Pa]

z_d : espessura da subcamada interfacial da camada superficial da CLA [m]

u^* : velocidade de fricção [m/s]

κ : constante de Von Kármán [adimensional]

z: altura acima do nível da superfície [m]

z_0 : comprimento de rugosidade superficial [m]

z_{ref} : altura de referência onde a velocidade do vento é conhecida [m]

p: expoente da lei potencial [adimensional]

T: força na direção axial [N]

U_E : velocidade do vento na esteira [m/s]

A_D : área do disco atuador [m²]

P_D^+ : pressão estática da massa de ar no plano do rotor, à barlavento [Pa]

P_D^- : pressão estática da massa de ar no plano do rotor, à sotavento [Pa]

P_∞ : pressão estática da massa de ar não perturbada [Pa]

P_E : pressão estática da massa de ar na esteira [Pa]

C_T : coeficiente de empuxo [adimensional]

dr : espessura da seção anelar [m]

dQ : torque infinitesimal em uma porção anelar da superfície do disco rotor [Nm]

dT : força infinitesimal na direção axial em uma porção anelar da superfície do disco rotor [N]

α : ângulo de ataque [°]

U_{rel} : velocidade do vento relativo [m/s]

F_L : força de sustentação [N]

F_D : força de arrasto [N]

M_P : momento de passo [Nm]

x_{CP} : coordenada do centro de pressão do aerofólio [m]

$L_{pá}$ – comprimento da pá do rotor [m]

C_L : coeficiente de sustentação [adimensional]

C_D : coeficiente de arrasto [adimensional]

C_M : coeficiente de momento de passo [adimensional]

A_c : área frontal de projeção da pá [m²]

Γ : circulação do escoamento em torno das pás [m²/s]

g : vorticidade de fronteira do tubo de corrente [m/s]

Q : torque [Nm]

N : número de elementos nos quais a pá é dividida [adimensional]

θ_p : ângulo de passo da seção [$^\circ$]

$\theta_{p,0}$: ângulo de passo da ponta da pá [$^\circ$]

φ : ângulo do vento relativo [$^\circ$]

θ_T : ângulo de giro da seção [$^\circ$]

dF_L : força incremental de sustentação da seção [N]

dF_D : força incremental de arrasto da seção [N]

dF_N : decomposição das forças incrementais da seção na direção normal ao plano de rotação [N]

dF_T : decomposição das forças incrementais da seção na direção tangente ao plano de rotação [N]

ΔU : déficit de velocidade [m/s]

U_{cubo} : velocidade de fluxo livre do vento na altura do cubo do rotor [m/s]

x : distância à sotavento do rotor [m]

χ : ângulo de *yaw* da turbina [$^\circ$]

δ : ângulo de deflexão da esteira no modelo de Jiménez et al. [$^\circ$]

$D_{E\chi}$: largura da esteira calculada através do modelo de Jiménez et al. (2010) [m]

D : diâmetro do rotor [m]

β : razão de expansão da esteira no modelo de Jiménez et al. (2010) [adimensional]

$y_{E\chi}$: deflexão da esteira (2010) [m]

H_{cubo} : altura do cubo do rotor [m]

σ_y : largura da esteira na direção *y* no modelo de Bastankhah e Porté-Agel (2016) [m]

σ_z : largura da esteira na direção z no modelo de Bastankhah e Porté-Agel (2016) [m]

z_{cubo} : altura do cubo [m]

k_y : taxa de crescimento da esteira na direção y [adimensional]

k_z : taxa de crescimento da esteira na direção z [adimensional]

x_0 : coordenada de início de validade dos modelos de Bastankhah e Porté-Agel (2016) e Qian e Ishihara (2018) [m]

I_{cubo} : intensidade de turbulência do escoamento não perturbado na altura do cubo [%]

δ_{c0} : ângulo de deflexão do centro da esteira no modelo de Bastankhah e Porté-Agel (2016) [°]

Φ : função de forma (gaussiana) para a distribuição de velocidades no modelo de Qian e Ishihara (2018) [adimensional]

σ : desvio padrão do déficit de velocidades em cada seção transversal da esteira no modelo de Qian e Ishihara (2018) [m]

a^* , b^* , d^* , e^* : parâmetros do modelo de Qian e Ishihara (2018) [adimensional]

p^* , q^* : termos de correção do modelo de Qian e Ishihara (2018) [adimensional]

k^* : razão de expansão da esteira no modelo de Qian e Ishihara (2018) [adimensional]

ε^* : largura inicial adimensional da esteira no modelo de Qian e Ishihara (2018) [adimensional]

ΔI : acréscimo de intensidade de turbulência [%]

η : função de forma (gaussiana) para a distribuição de intensidades de turbulência no modelo de Qian e Ishihara (2018) [adimensional]

k_1 , k_2 : parâmetros de ajuste dos dois picos de intensidade de turbulência no modelo de Qian e Ishihara (2018) [adimensional]

C_T' : coeficiente de empuxo corrigido para a situação com *yaw* [adimensional]

r' : distância radial a partir do centro da esteira corrigida para a situação com *yaw* [m]

P_T : pressão total [Pa]

P_e : pressão estática [Pa]

P_{abs} : pressão absoluta [kPa]

T : temperatura [$^{\circ}C$]

ΔI_E : intensidade de turbulência acrescida [%]

σ_{Ex} : desvio padrão da componente longitudinal em cada ponto de medição da esteira [m/s]

σ_{∞} : desvio padrão da componente longitudinal do escoamento incidente na mesma altura de medição da esteira [m/s]

FS : fator de escala do modelo reduzido [adimensional]

L_M : dimensão característica do modelo em escala reduzida [m]

L_{SR} : dimensão característica do sistema em escala real [m]

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	27
1.1 PANORAMA MUNDIAL DA ENERGIA EÓLICA	27
1.2 ENERGIA EÓLICA NO BRASIL	30
1.3 JUSTIFICATIVA E RELEVÂNCIA	33
1.4 OBJETIVOS	36
1.4.1 Objetivos principais	36
1.4.2 Objetivos secundários	37
1.5 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO	37
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	39
2.1 HISTÓRICO E EVOLUÇÃO DAS MÁQUINAS EÓLICAS	39
2.2 TURBINAS EÓLICAS	42
2.3 TURBINAS EÓLICAS DE EIXO HORIZONTAL (TEEH)	44
2.3.1 Conceitos básicos	45
2.3.2 Partes componentes de uma TEEH	47
2.3.3 Sistemas de controle	48
2.4 O VENTO COMO RECURSO ENERGÉTICO	49
2.4.1 Características gerais do vento	50
2.4.1.1 Circulação geral atmosférica e outros padrões de circulação local	50
2.4.1.2 Determinação da potência disponível e extraída	51
2.4.2 Estabilidade atmosférica	53
2.4.3 Turbulência	54
2.4.4 Camada Limite Atmosférica (CLA)	56
2.4.4.1 Perfis de velocidade média	59
2.5 AERODINÂMICA DE TEEH'S	62
2.5.1 O conceito de disco atuador e a Teoria QML	63

2.5.2 O conceito de disco rotor e a Teoria QMA	68
2.5.3 Aerodinâmica de aerofólios	72
2.5.3.1 Forças de sustentação e arrasto e coeficientes adimensionais	74
2.5.4 Teoria do tubo de vórtices	77
2.5.5 Teorias do elemento de pá do rotor	79
2.5.5.1 Teoria do elemento de pá	80
2.5.5.2 Dimensionamento ótimo de Betz	83
2.5.5.3 Teoria da Quantidade de Movimento do Elemento de Pá (BEM)	85
2.5.5.4 Dimensionamento ótimo com base na Teoria BEM	89
2.5.6 Esteira aerodinâmica	89
2.5.6.1 Esteira próxima	91
2.5.6.2 Esteira distante	93
2.5.6.3 Deflexão da esteira	95
2.5.6.4 Modelo de Jiménez et al. (2010)	99
2.5.6.5 Modelo de Bastankhah e Porté-Agel (2016)	101
2.5.6.6 Modelo de Qian e Ishihara (2018)	103
3 ENSAIOS EXPERIMENTAIS EM TÚNEL DE VENTO	109
3.1 SIMULAÇÃO DA CLA EM TÚNEL DE VENTO	109
3.2 O TÚNEL DE VENTO DA UFRGS	113
3.3 MODELOS REDUZIDOS DE TEEH'S	115
3.3.1 Análise dimensional	115
3.3.2 Condições de semelhança	116
3.3.3 Projeto do modelo reduzido	119
3.3.3.1 Dimensões e escalas	119
3.3.3.2 Escolha dos aerofólios	122
3.3.3.3 Projeto das pás do rotor	124
3.3.3.4 Impressão 3-D e montagem do modelo reduzido	128
3.4 INSTRUMENTAÇÃO	129
3.4.1 Incertezas na medição	130
3.4.2 Tubo de Pitot-Prandtl	130
3.4.3 Anemômetro de fio-quente	131

3.4.4 Foto-tacômetro digital	132
3.5 CONFIGURAÇÃO DOS ENSAIOS	133
3.5.1 Primeira etapa de ensaios – comportamento aerodinâmico do modelo	133
3.5.2 Segunda etapa de ensaios – características da esteira	137
3.5.3 Terceira etapa de ensaios – medições de potência	139
4 RESULTADOS	143
4.1 PARÂMETROS CARACTERÍSTICOS	143
4.2 PERFIS DE VELOCIDADE MÉDIA	146
4.2.1 Perfis verticais e horizontais medidos para $\chi=0^\circ$	147
4.2.2 Perfis verticais e horizontais medidos para $\chi=\pm 15^\circ$ e $\chi=\pm 30^\circ$	148
4.2.3 Comparação entre perfis horizontais teóricos e experimentais	151
4.3 PERFIS DE INTENSIDADE DE TURBULÊNCIA	156
4.3.1 Perfis verticais e horizontais medidos para $\chi=0^\circ$	157
4.3.2 Perfis verticais e horizontais medidos para $\chi=\pm 15^\circ$ e $\chi=\pm 30^\circ$	158
4.3.3 Comparação entre perfis horizontais teóricos e experimentais	162
4.4 POTÊNCIAS ELÉTRICAS MEDIDAS	167
5 ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	172
5.1 PARÂMETROS CARACTERÍSTICOS	172
5.2 PERFIS DE VELOCIDADE MÉDIA	173
5.3 PERFIS DE INTENSIDADE DE TURBULÊNCIA	177
5.4 POTÊNCIAS ELÉTRICAS MEDIDAS	179
6 CONSIDERAÇÕES FINAIS	182
6.1 SUGESTÕES E RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	185
REFERÊNCIAS	187

1 INTRODUÇÃO

1.1 PANORAMA MUNDIAL DA ENERGIA EÓLICA

Mudanças climáticas, caracterizadas por alterações no padrão do clima, de identificação, por exemplo, através de dados estatísticos, podem ser causadas por fatores naturais, como erupções vulcânicas ou alterações na modulação do ciclo solar, ou fatores antropogênicos, como a interferência na composição da atmosfera através de alterações do uso do solo e de recursos naturais, como descreve o quinto relatório de mudanças climáticas, elaborado pelo Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC, na sigla em inglês) da Organização das Nações Unidas (ONU) e divulgado no ano de 2014. Tais mudanças vêm normalmente acompanhadas de eventos climáticos extremos, ou impactos ambientais (INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE, 2014).

Ao longo de décadas vem sendo observada uma crescente preocupação global com o meio ambiente, fato que, nos últimos anos, tem motivado a busca pelo uso de tecnologias que tornem viável a exploração de energias renováveis. No ano de 1972, a primeira conferência da ONU sobre meio ambiente marca o início de um período a partir do qual diversos esforços passam a ser voltados para a redução dos impactos causados pela ação do homem no planeta. A partir daí, diversas medidas têm sido tomadas com o intuito de reduzir a emissão de gases causadores do efeito estufa. Estas culminam, geralmente, com a assinatura de tratados e acordos internacionais, como o Protocolo de Montreal, assinado em 1987, a Eco-92, de 1992, o Protocolo de Kyoto, de 1997, a COP-15, de 2009 e, mais recentemente, o acordo de Paris, assinado durante a COP-21, no ano de 2015, cujo objetivo principal limita o aumento da temperatura global em 2°C acima dos valores pré-industriais e, posteriormente, em 1,5°C.

Tais esforços, no entanto, não têm sido suficientes. Dados do último relatório divulgado pelo IPCC revelam que as mudanças climáticas vêm causando impactos sobre toda a extensão do planeta. Dentre eles, temperaturas e nível dos oceanos em alta, mudança nos ciclos hidrológicos, desaparecimento ou êxodo de espécies, secas, inundações, ciclones e incêndios florestais (INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE, 2014).

O século XXI ainda trouxe consideráveis desafios no que diz respeito à geração de energia elétrica. A combinação do crescimento da população mundial com a crescente necessidade de

utilização de energia por parte desta, dado o mais amplo acesso a tecnologias, estas cada vez mais presentes no dia-a-dia, resulta em uma maior demanda por esse serviço. A Administração Norte-americana de Informação sobre Energia (EIA, na sigla em inglês) faz uma previsão do consumo de energia por parte de países participantes e não participantes da Organização para Cooperação Econômica e Desenvolvimento¹ (OECD, na sigla em inglês), que pode ser observada na figura 1.1 (ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2016). O estudo, com projeções para o ano de 2040, revela uma clara tendência de crescimento no consumo de energia por parte, principalmente, dos países não participantes da OECD, dentre os quais se encontra o Brasil.

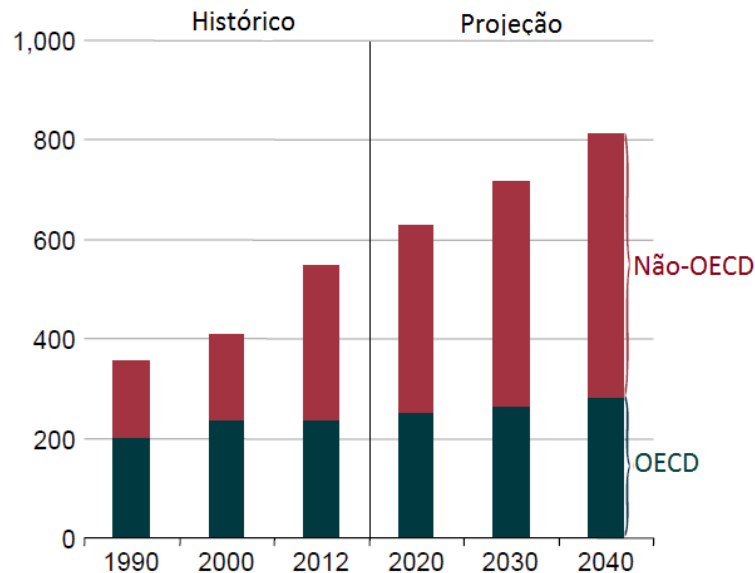


Figura 1.1 – Consumo mundial de energia, período 1990-2040 (quadrilhão Btu) (Fonte: adaptado de ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2016)

A crescente demanda por energia, por sua vez, torna necessária a cuidadosa avaliação dos impactos decorrentes de sua geração, de forma a respeitar os limites impostos pelos padrões internacionais de emissão de gases fixados através dos diversos acordos assinados ao longo dos anos. O estudo da EIA (ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2016) revela um

¹ A Organização de Cooperação e de Desenvolvimento Económico (OECD) é uma organização internacional, composta por 34 países e com sede em Paris, França, que tem por objetivo promover políticas que visam o desenvolvimento econômico e o bem-estar social de pessoas por todo o mundo.

resultado interessante em relação a este assunto, mostrado pela figura 1.2, na qual se observa a previsão do consumo de energia por fontes. O gráfico revela o evidente crescimento previsto no consumo de renováveis, traduzindo a supracitada preocupação mundial em relação a este assunto.

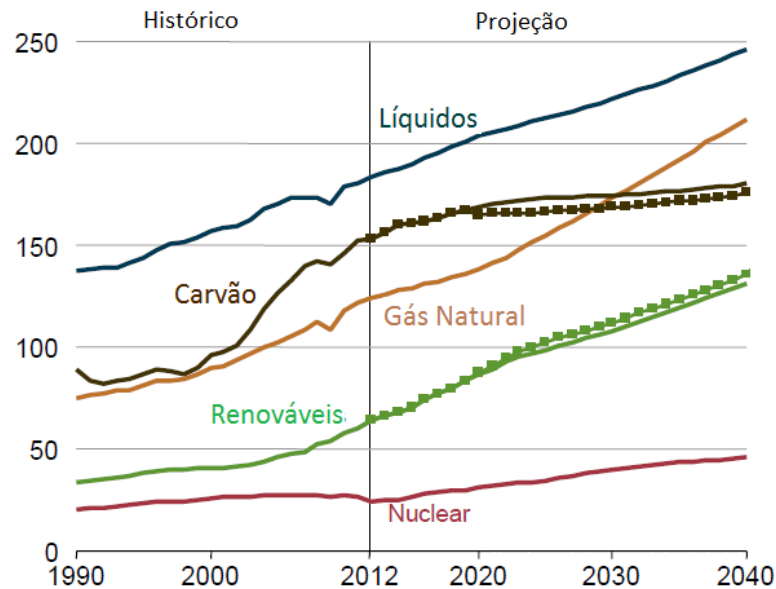


Figura 1.2 – Consumo mundial de energia por fontes², período 1990-2040 (quadrilhão de Btu) (Fonte: adaptado de ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2016)

A capacidade eólica instalada vem apresentando um crescimento formidável desde o início do século. O relatório eólico global de 2016 do Conselho Global de Energia Eólica (GWEC, na sigla em inglês) revela o crescimento acumulado da potência instalada mundial (figura 1.3). Três países tradicionais no setor eólico lideram o ranking de valores de potência instalada: em primeiro lugar, a China, com capacidade instalada, em 2017, de 188.392 MW, seguida pelos Estados Unidos, com 89.077 MW e, em terceiro lugar, a Alemanha, com 56.132 MW (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2017).

² As linhas pontilhadas representam a projeção dos efeitos do Plano de Energia Limpa dos Estados Unidos (U.S. CPP, na sigla em inglês).

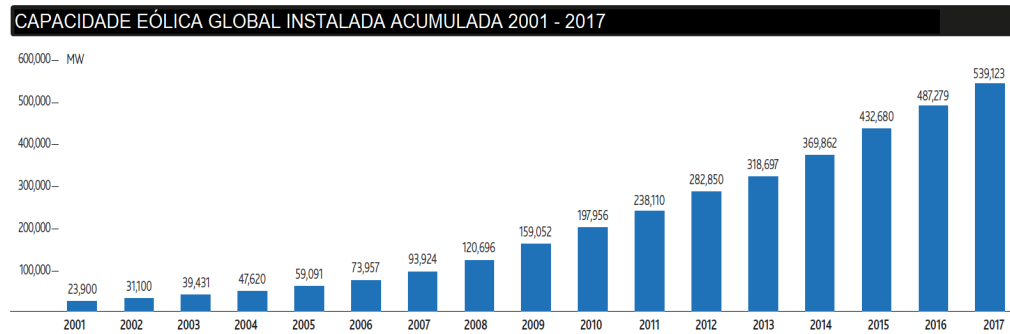


Figura 1.3 – Capacidade eólica global instalada acumulada entre 2001 e 2017 (Fonte: GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2018)

Atualmente, a capacidade eólica mundial instalada encontra-se nos 539,12 GW (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2017), frente aos 253.000 GW (JACOBSON; ARCHER, 2012) de potencial eólico global de saturação (máxima potência eólica passível de ser extraída através do aumento contínuo do número de turbinas utilizado na extração), estimado para a altura de 100 m. A comparação entre estes dois números revela o gigantesco potencial de geração a ser ainda explorado, tanto *onshore* quanto *offshore*.

Identificam-se, ainda, cinco fatores que se tornaram essenciais para que o desenvolvimento do setor eólico ocorresse, alguns deles se mostrando presentes até os dias atuais. O primeiro deles diz respeito à **necessidade** que surgiu de utilização de outras fontes de energia, proveniente tanto da preocupação em relação aos estoques finitos de combustíveis fósseis no planeta quanto da poluição causada pela queima destes. Acrescenta-se a isso o **potencial** de produção de energia eólica global, que reforçou as apostas no setor. Além disso, o desenvolvimento de alta **capacidade tecnológica** que ocorreu nos últimos anos em áreas do conhecimento diversas aplicada a turbinas eólicas possibilitou uma verdadeira revolução. Por fim, a **mudança na concepção da forma de utilização da energia do vento** somada aos **incentivos governamentais** que se tornaram cada vez mais frequentes acabaram por consagrar o espaço que vinha sendo conquistado pela energia eólica desde o início do século (MANWELL et al., 2009).

1.2 ENERGIA EÓLICA NO BRASIL

O Brasil vem dando claros sinais de comprometimento com a manutenção de fontes renováveis de energia na matriz elétrica nacional. A criação do Programa de Incentivo às Fontes

Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), em 2002, o qual trouxe pesados investimentos voltados para a diversificação de fontes de geração de energia elétrica, foi o marco inicial que definiu o início da geração de energia eólica em grande escala, resultando na contratação de 1.422,9 MW de energia eólica. Mais recentemente, no ano de 2009, a abertura do Segundo Leilão de Energia de Reserva (LER) exclusivamente para a energia eólica ratificou essa tendência, trazendo a contratação de mais 1.805 MW (AGÊNCIA GAÚCHA DE DESENVOLVIMENTO E PROMOÇÃO DO INVESTIMENTO, 2014).

O potencial eólico brasileiro vem sendo estudado desde os anos 1970. O primeiro esforço voltado para esta avaliação iniciou em 1976, através de um estudo encarregado do processamento de dados de anemômetros instalados em aeroporto brasileiros, cujo resultado principal apontava o litoral do Nordeste e o Arquipélago de Fernando de Noronha como locais mais promissores. Com o passar dos anos, estes estudos foram sendo aprimorados, de modo a fornecer resultados mais confiáveis, já que passaram a ser conduzidos através de metodologias específicas voltadas para a produção de energia elétrica através do uso da energia do vento (AMARANTE et al., 2001).

De dimensões continentais (8.514.215 km² de área), extensa faixa litorânea (7.367 km) e configurações de relevo e clima privilegiadas, o Brasil tem em seu território regiões de alto potencial eólico. Dentre as principais estão a zona litorânea Norte-Nordeste, com ventos cuja velocidade média fica na faixa de 5-9 m/s; as elevações Nordeste-Sudeste (chapadas ao longo da costa brasileira, desde o Rio Grande do Norte até o Rio de Janeiro), com velocidades na faixa de 6,5-8m/s; e os planaltos do Sul, cujas velocidades médias anuais ficam entre 5,5-6,5 m/s. Este panorama confere ao país um potencial de geração de energia eólica de 272,2 TWh/ano ou 143,5 GW de potência eólica (AMARANTE et al., 2001).

Dentre as fontes de energias renováveis presentes no país, a energia eólica vem ganhando destaque. A atual configuração da matriz elétrica brasileira (figura 1.4), dado do Balanço Energético Nacional de 2018, conta com geração de 6,8% de energia proveniente do vento de toda a energia elétrica gerada no país, valor expressivo se comparado às outras fontes da matriz que não a hidráulica, a qual representa a maioria expressiva da capacidade de geração (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018).

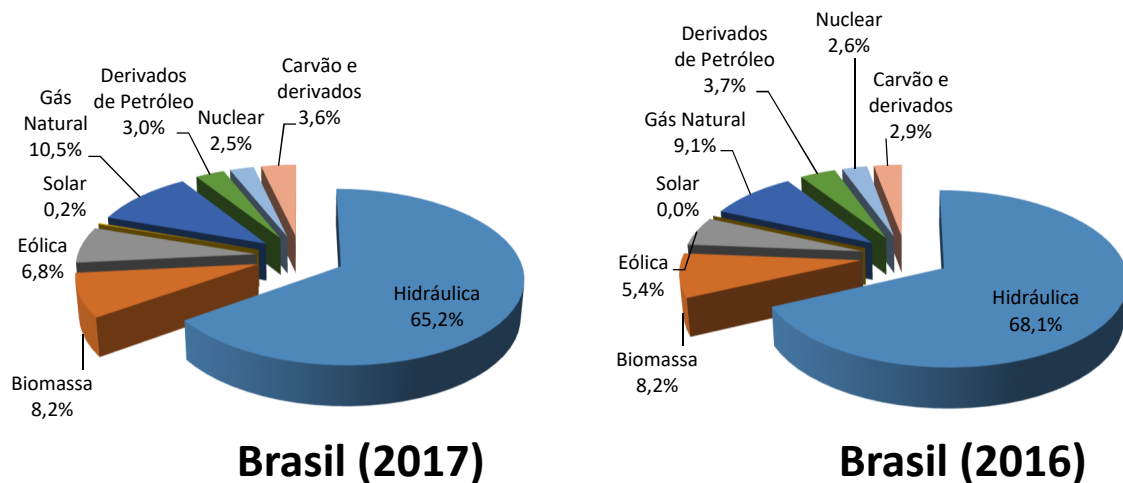


Figura 1.4 – Matriz Elétrica Brasileira em a) 2017 e b) 2016 (Fonte: adaptado de EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018)

Dados dos últimos Balanços Energéticos Nacionais de 2017 (ano base 2016) e de 2018 (ano base 2017) revelam ainda que, do ano de 2015 para 2016, a energia eólica apresentou um extraordinário crescimento na geração de 54,9% em relação ao ano anterior, valor que a classificou como primeira colocada dentre as fontes de energia cuja utilização mais cresceu no país naquele ano, atingindo os 33.489 GWh de geração de energia ou 10,12 GW de potência eólica. Este crescimento recuou de 2016 para 2017, mas ainda apresenta um valor expressivo, igual a 26,5%, ficando atrás apenas da energia solar, cuja participação na matriz elétrica ainda é discreta. A geração de energia elétrica da fonte eólica no país, no ano de 2017, fechou em 42.373 GWh, ou 12,28 GW de potência instalada. Estes valores, se comparados ao potencial de geração, expressam a possibilidade futura de expansão do setor em mais de seis vezes (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018).

A figura 1.5 evidencia ainda mais essa tendência, revelando o crescimento exponencial praticado pelo setor na última década, cuja capacidade instalada era de 667 GWh de geração de energia no ano de 2007 e passou a 42.373 GWh no ano de 2016, valor aproximadamente sessenta vezes maior (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018). Ao analisar o plano decenal de expansão da energia eólica brasileiro, que almeja alcançar os 28,5 GW de potência eólica instalada até 2026, valor aproximadamente 130% maior que o atual, o cenário fica ainda mais promissor (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2017).

Geração de Energia Eólica (GWh)

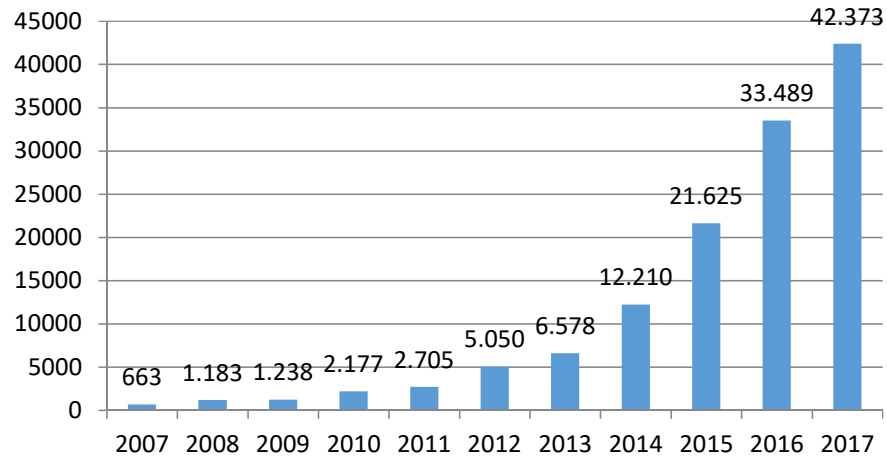


Figura 1.5 – Evolução da geração de energia elétrica proveniente da fonte eólica no Brasil (Fonte: adaptado de EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018)

A análise do panorama Latino-americano ainda possibilita a verificação da supremacia do Brasil em relação aos outros países. Ao total, o continente aumentou em 2.578 MW sua capacidade instalada no ano de 2017, chegando aos 17,9 GW de potência eólica instalada. Destes 2.578 MW, 2.022 MW (78,4% do total) foram trazidos pelo Brasil, que liderou a quantidade de instalações em relação aos demais países. A comparação da capacidade total instalada, no ano de 2017, na América Latina (17,9 GW) com a brasileira (12,28 GW), que representa 68,6% da capacidade instalada no continente, reforça ainda mais a hegemonia brasileira (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2017).

Tais dados tornam evidente, portanto, o cenário extremamente propício para que o desenvolvimento da energia eólica continue a apresentar resultados expressivos, além de colocarem o Brasil em uma posição de destaque, representando um dos mais promissores mercados *onshore* de energia eólica da região (GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL, 2017).

1.3 JUSTIFICATIVA E RELEVÂNCIA

O cenário global e brasileiro no que diz respeito à energia eólica é extremamente promissor, conforme exposto nos itens anteriores. A utilização desta fonte de energia vem apresentando sólida trajetória de crescimento, tanto no Brasil quanto no mundo, e ainda há espaço para crescimento ainda mais expressivo.

Como a energia eólica é uma fonte de energia cuja aplicação para geração de energia elétrica é relativamente moderna, existem ainda alguns aspectos a serem aprimorados em relação a fatores técnicos, econômicos, administrativos, entre outros. Exemplificando: o custo de instalação, a intermitência na produção devido à variação de velocidade e direção do vento, a discrepância entre valores de potência projetada e concebida, o impacto visual e sonoro causado pela rotação das pás, além do choque dessas com aves, estão entre tópicos que merecem atenção, com a finalidade de aprimorar a tecnologia por trás da construção de parques eólicos.

Dentre os pontos a serem aperfeiçoados, destaca-se a importância de tornar os parques eólicos mais eficientes, ou seja, gerar maior quantidade de energia utilizando o mesmo espaço. Esta é a tendência que o mercado de energia eólica vem sinalizando, contextualizada, no Brasil, pelos critérios cada vez mais rigorosos exigidos nos leilões de energia da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A legislação atualmente válida (Portaria nº 101/2016 do Ministério de Minas e Energia) determina que o valor do volume de energia comercializável (garantia física) seja calculado com base em um critério P90, que é o valor de produção de energia que tem 90% de chances de ocorrer ou ser superado em um período de 20 anos. Este vem em substituição ao critério anteriormente utilizado (P50), que exigia uma probabilidade de apenas 50%. Além disso, o fator de capacidade médio das usinas eólicas brasileiras, que tem influência direta no cálculo da energia de referência (aquela que será efetivamente comercializada na planta), calculado no período de outubro de 2017 a outubro de 2018, ficou em torno de 42,9% na região Norte/Nordeste, enquanto que na região Sul ficou em torno de 33,4%. Isso indica que ainda existe potencial de aumento de eficiência na extração desta fonte de energia, através do aumento do fator de capacidade das máquinas (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2018).

Tendo em vista a busca pelo aumento da eficiência energética de parques eólicos, alguns fatores devem ser analisados quando da sua concepção. Dentre esses fatores, podem ser citados dois de relevante importância: o primeiro deles diz respeito ao rotor do aerogerador do ponto de vista de sua **forma** (formato das pás), que é determinante para avaliar de que maneira se dá a interação do fluido (ar) com a estrutura (pás do rotor) e que deve ser otimizada a fim de extrair o máximo da energia possível disponível no vento; o segundo diz respeito à **interferência** que as máquinas exercem entre si. Esta pode ser avaliada através da análise dos efeitos na esteira – região à sotavento do aerogerador na qual ocorrem modificações nas condições do vento (déficit de velocidade e acréscimo na turbulência) e uma decorrente diminuição na eficiência das máquinas que operam inseridas neste escoamento perturbado. Os efeitos de esteira podem resultar em perdas que vão de 40% a 80% no potencial de geração de energia, além de aumentar

a carga dinâmica nas pás, diminuindo a vida útil destas (CRESPO et al., 1999; FRANDSEN et al., 2006; WITTWER et al., 2015).

Como o espaço dentro de um parque é limitado, normalmente as turbinas irão operar na região da esteira, o que torna imprescindível o estudo dos fenômenos que nela ocorrem, com o intuito de tentar abrandar as perdas e otimizar a utilização do espaço. Este estudo, inclusive, é decisivo na escolha da melhor disposição das máquinas no parque (*layout*), de modo que os efeitos de esteira sejam minorados.

O estudo da esteira aerodinâmica em aerogeradores tem sido tema de diversas pesquisas. Algumas voltam esforços para a investigação do comportamento de parâmetros na esteira, tais como o déficit de velocidades, acréscimo na intensidade de turbulência, influência da estratificação térmica, da turbulência, do número de Reynolds no escoamento de esteira, entre outros (CHAMORRO; PORTÉ-AGEL, 2009; CHAMORRO; PORTÉ-AGEL, 2010; WITTWER et al., 2015; INESTROZA, 2017). Outros buscam meios de, através de pequenas alterações na forma ou no funcionamento das turbinas, obter maior geração de energia. Resultado particularmente interessante foi encontrado por Adaramola e Krogstad (2011). Estudando os efeitos de esteira na performance de um conjunto de duas turbinas eólicas, os autores identificaram um aumento de 12% na energia gerada pelo conjunto quando a turbina à barlavento opera desalinhada com o vento incidente, em relação à energia gerada pelas duas turbinas operando alinhadas ao vento.

Estes estudos podem ser tanto teóricos quanto experimentais. Geralmente, o que ocorre é que um complementa o outro. Estudos experimentais, no entanto, são de grande valia quando assuntos ainda pouco conhecidos são investigados, de forma que se coletam dados no intuito de construir e calibrar o conhecimento teórico. Estes estudos experimentais podem ser feitos através de medições realizadas em campo, o que nem sempre é viável em função principalmente da limitação financeira, ou através de ensaios em túnel de vento utilizando modelos reduzidos. O túnel de vento é uma valiosa ferramenta na medida em que permite reproduzir com elevada fidelidade o comportamento de máquinas reais, além de possibilitar a manipulação das variáveis de entrada, já que se trata de um ambiente controlado. Expostos todos esses pontos, fica justificada a realização deste trabalho.

1.4 OBJETIVOS

Este trabalho tem como objetivo realizar ensaios em túnel de vento utilizando modelos reduzidos de aerogeradores que representem adequadamente o comportamento de máquinas reais com o intuito de (1) investigar a deflexão do escoamento da esteira à sotavento de aerogeradores quando desalinhados com a direção de incidência do vento e (2) avaliar a performance de um conjunto de turbinas quando uma delas opera desalinhada.

Identificam-se duas etapas, desenvolvidas em ordem consecutiva. A **primeira etapa** trata da condução do estudo do desvio da esteira de uma turbina isolada, operando sob diversos ângulos em relação à incidência do vento. A **segunda etapa** tem como foco a avaliação da performance de um conjunto de turbinas dispostas em série no escoamento quando a turbina à barlavento opera desalinhada com o vento incidente.

1.4.1 Objetivos principais

Os objetivos principais para a **primeira etapa** deste trabalho, descrita no item acima, são:

- a) reproduzir as condições básicas do escoamento na esteira de um modelo reduzido isolado de turbina eólica para um perfil de vento incidente;
- b) medir os perfis de velocidade média e turbulência em diversos pontos ao longo da direção longitudinal e transversal da esteira para diversos ângulos de incidência do vento em relação ao plano do rotor (ângulo de *yaw*);
- c) avaliar a relação entre o ângulo de *yaw* e a deflexão da esteira à sotavento do aerogerador isolado;

Os objetivos principais para a **segunda etapa** deste trabalho são:

- a) **situação 1:** reproduzir as condições básicas do escoamento de um conjunto de duas turbinas dispostas em série ao longo do escoamento, operando alinhadas com a direção de incidência do vento;
- b) **situação 2:** reproduzir as condições básicas do escoamento de um conjunto de duas turbinas dispostas em série ao longo do escoamento, sendo que a turbina à barlavento opera desalinhada com a direção de incidência do vento (com ângulo de *yaw*);

- c) medir a potência gerada por cada uma das turbinas do conjunto para cada uma das duas situações descritas nos itens acima;
- d) avaliar a interferência do escoamento na esteira da turbina à barlavento sobre as demais turbinas do conjunto para a situação 1, através da medição da potência gerada por cada uma delas;

1.4.2 Objetivos secundários

Os objetivos secundários deste trabalho são:

- a) projetar e construir um modelo reduzido de turbina eólica cujo rotor reproduza adequadamente as características geométricas (pás com seção transversal em formato de aerofólio) de um modelo real;
- b) reproduzir, através de ensaios em túnel de vento, o comportamento de uma turbina eólica real em funcionamento sob os pontos de vista geométrico, cinemático, dinâmico, e sob o ponto de vista de sua performance.

1.5 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

A dissertação foi dividida em seis capítulos. O **capítulo 1** faz uma introdução ao assunto energia eólica, apresentando um panorama mundial e, em seguida, traçando o panorama brasileiro, além de expor as expectativas com relação à geração de energia eólica futura no país. Adicionalmente, justifica-se o desenvolvimento do trabalho e apresentam-se seus objetivos principais e secundários.

O **capítulo 2** faz uma revisão bibliográfica, expondo os principais conceitos da teoria que devem ser estudados a fim de compreender o assunto em sua totalidade. O capítulo inicia apresentando um breve histórico sobre as máquinas eólicas e, a seguir, introduz as Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal (TEEH), abordando os principais conceitos relativos a estas máquinas. Em seguida, apresentam-se as principais características do vento quando da sua utilização como recurso energético, além dos principais tópicos que envolvem a aerodinâmica de TEEH's, conceitos sobre aerofólios e teorias utilizadas para descrever a extração de energia que ocorre no rotor. Por fim, aborda-se a esteira aerodinâmica, separada em esteira próxima e esteira distante, e alguns pontos relativos à deflexão que se estabelece na esteira quando a

turbina eólica opera com ângulo de *yaw*, além de apresentar as teorias que modelam este fenômeno.

O **capítulo 3** versa sobre ensaios experimentais em túnel de vento, agregando conceitos retirados da bibliografia com aqueles desenvolvidos de forma prática. A simulação da Camada Limite Atmosférica (CLA) em túnel de vento é abordada, seguida por uma breve apresentação da configuração do túnel de vento da UFRGS e os equipamentos utilizados nos ensaios desenvolvidos neste trabalho. A seguir, o projeto do modelo reduzido e a configuração dos ensaios são comentados.

No **capítulo 4**, são apresentados os diversos perfis de velocidade média e intensidade de turbulência, verticais e horizontais, gerados após a manipulação dos resultados obtidos nos ensaios realizados no túnel de vento, além das potências elétricas medidas. O **capítulo 5** faz uma análise em torno destes resultados, comentando de forma detalhada os principais pontos observados.

Finalmente, o **capítulo 6** resume os resultados obtidos, fechando o trabalho com recomendações e sugestões a serem realizadas em trabalhos futuros.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo é feita uma breve revisão sobre alguns tópicos disponíveis na literatura relativos a máquinas que utilizam o vento como força motriz. Inicia-se traçando um panorama sobre a história destas máquinas, a fim de compreender como se deu sua evolução e os motivos pelos quais elas apresentam a configuração atual. Após, abordam-se alguns tópicos de natureza teórica e técnica, de forma a compreender conceitos relativos tanto ao funcionamento da máquina como ao escoamento que a circunda.

2.1 HISTÓRICO E EVOLUÇÃO DAS MÁQUINAS EÓLICAS

A energia cinética dos ventos tem sido largamente utilizada pelo homem como fonte de energia, empregada com os mais diversos intuitos, desde a antiguidade, por quase 4000 anos. Possivelmente, um dos indícios mais antigos do uso do vento para geração de energia seja a menção do uso de moinhos, feita por Hammurabi, para irrigação de planícies desde 1700 A.C., na Mesopotâmia. Costumava-se empregar a energia do vento principalmente com a finalidade de transporte aquático (barcos à vela), moagem de grãos e bombeamento de água, através de moinhos de água e de vento. Estas máquinas chegaram a ser, inclusive, a principal fonte de energia antes do aparecimento da energia a vapor (GASCH; TWELE, 2012; BURTON et al., 2011; NELSON, 2009).

Os moinhos mais antigos tinham eixos verticais de rotação e eram construídos com as mais diversas configurações. Os moinhos persas (figura 2.1a), por exemplo, eram equipados com uma parede alocada de modo a cobrir apenas metade do rotor, evitando a frenagem das pás devido à força de arrasto. Os moinhos chineses (figura 2.1b) apresentavam a vantagem em relação aos persas de funcionar em qualquer orientação de vento. Suas pás eram feitas de esteiras de fios trançados, funcionando com aerodinâmica similar à de barcos a vela (GASCH; TWELE, 2012).

Os moinhos de eixo horizontal têm seu surgimento provável datado do século XXI. Acredita-se que o conceito tenha sido proveniente da evolução que se deu a partir da observação, por parte de *vikings* do norte da Europa, dos moinhos de eixo vertical persas, quando de suas viagens regulares à Pérsia. Esta é uma evolução interessante, já que os moinhos persas eram

movidos por forças de arrasto ao passo que os europeus funcionavam através de forças de sustentação (MANWELL et al., 2009).

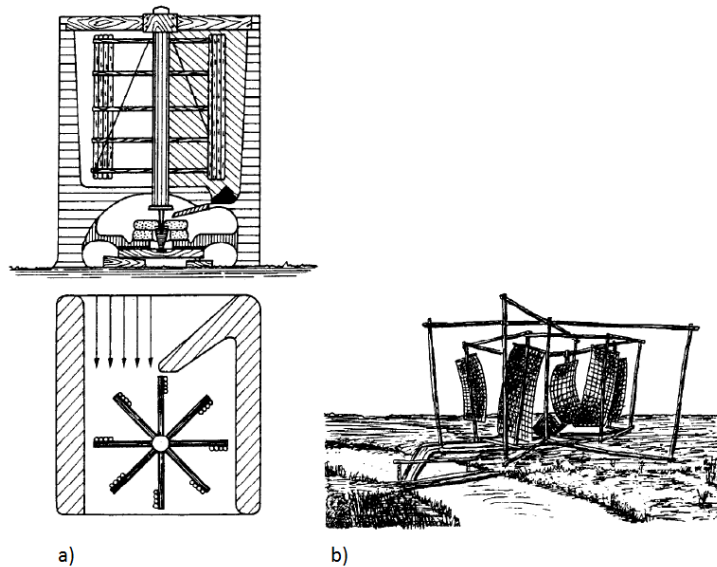


Figura 2.1 – a) Moinho persa (vista frontal e superior); b) Moinho chinês (fonte: GASCH; TWELE, 2012)

Os moinhos holandeses (figura 2.2a), utilizados para bombeamento de água e como moradia do moleiro e sua família, já apresentavam aerodinâmica mais sofisticada. Seus rotores eram equipados com sistemas manuais ou mecânicos de alinhamento ao vento incidente (*yaw*) e suas pás tinham formato aerodinâmico e ângulo de torção.

Nos EUA, os moinhos foram amplamente utilizados desde 1850 para bombeamento de água em plantações. Inicialmente de madeira, tornaram-se mais robustos com o tempo, sendo construídos em sua maioria em metal (figura 2.2b) e equipados com diversos direcionadores aerodinâmicos, além de ainda serem empregados em residências rurais para bombeamento de água, economizando uma quantidade significativa de energia térmica (NELSON, 2009; MANWELL et al., 2009).

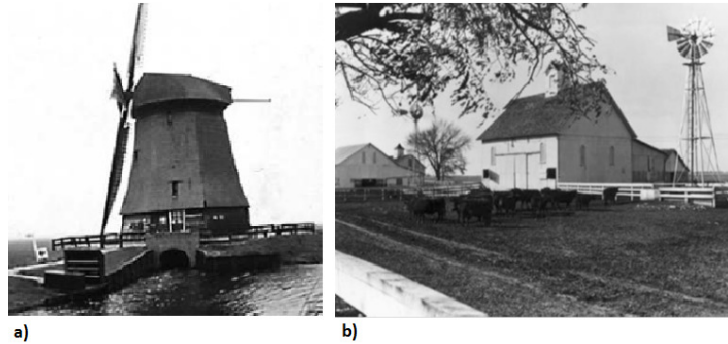


Figura 2.2 – a) Moinho holandês; b) Moinho americano (Fonte: adaptado de NELSON, 2009; MANWELL et al., 2009)

O século XVIII trouxe importante descoberta quando se trata da compreensão da teoria por trás de turbinas eólicas. O inglês John Smeaton introduziu três regras que se aplicam até hoje à teoria por trás de turbinas eólicas: (1) a velocidade da ponta das pás é idealmente proporcional à velocidade do vento incidente; (2) o torque máximo é proporcional ao quadrado da velocidade do vento e (3) a potência máxima é proporcional ao cubo da velocidade do vento.

Ofuscada por alguns anos após a Revolução Industrial, a energia eólica deu os primeiros sinais de ressurgimento ao final dos anos 1960. O crescimento do interesse em relação às máquinas eólicas foi reforçado no ano de 1973, quando do dramático aumento do preço do óleo. Este aumento resultou na criação de diversos programas de pesquisa voltados a desenvolver conhecimento na área, por países como os EUA, Reino Unido, Alemanha e Suécia. Com o tempo, a alta no preço do óleo deu lugar às políticas mundiais de redução na emissão de gases causadores do efeito estufa como principal gatilho na consagração da energia eólica como fonte de energia viável. Estas políticas passaram a ser o principal condutor de crescimento na utilização da energia eólica. A tendência de crescimento foi confirmada a partir do início dos anos 1990, período marcado pelo aparecimento de turbinas de grande porte (escala de MW), pelo aumento de cinco vezes na capacidade instalada e pelo surgimento de parques eólicos *offshore*.

Ao longo dos anos, ocorreram alguns avanços em relação à tecnologia empregada na construção dessas máquinas. Esta sucessão de melhorias foi aumentando a aerodinâmica dessas máquinas (quantidade e formato das pás), que cada vez mais foram se aproximando do formato que têm hoje, além de aumentar sua eficiência. O século XXI consagrou o uso desta fonte de energia na medida em que trouxe inovações da tecnologia também em outras áreas, além de padrões de projeto e de construção estabelecidos ao longo dos anos anteriores, aumentando confiabilidade

e melhorando o desempenho das turbinas eólicas. Estas vêm apresentando claro crescimento (figura 2.3) tanto nas suas dimensões quanto na sua capacidade de geração de energia (JOHNSON, 2001; MANWELL et al., 2009; NELSON, 2009; BURTON et al., 2011).

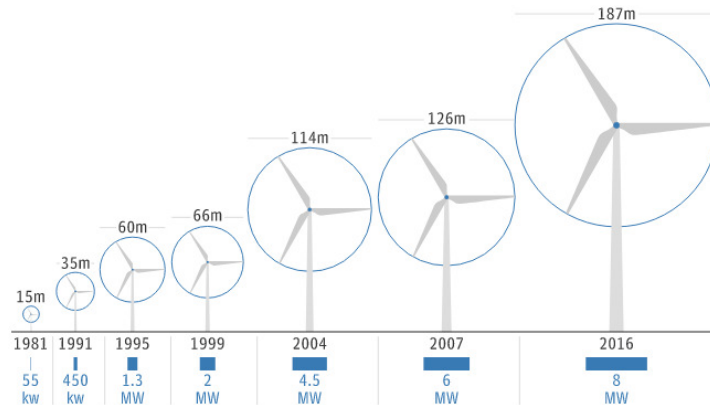


Figura 2.3 – Evolução no tamanho e capacidade de geração de energia de turbinas eólicas (Fonte: AMBROSE, 2017)

2.2 TURBINAS EÓLICAS

Turbinas eólicas, também chamadas de aerogeradores, são conversores de energia. Estas máquinas funcionam sob o princípio básico de retirada da energia cinética disponível na massa de ar em movimento e posterior transformação desta em energia mecânica. São utilizadas com diversas finalidades, que vão desde aplicações mecânicas diretas (moagem de grãos), passando por conversão em energia hidráulica (bombeamento de água), energia térmica (aquecimento e resfriamento), até a conversão em energia elétrica, finalidade de importância indiscutivelmente maior (MANWELL et al., 2009; GASCH; TWELE, 2012).

Existem diversas classificações adotadas por diferentes autores, com base em determinados aspectos relativos às características destas máquinas. Gasch e Twele (2012) classificam as turbinas eólicas, de forma bastante geral, em dois grupos, de acordo com a **interação das pás com o vento** (aerodinâmica):

- a) máquinas movidas pela força de arrasto;
- b) máquinas movidas pela força de sustentação.

Nas máquinas movidas pelo arrasto (figura 2.4a), o vento incide sobre a superfície das pás, empurrando-as na mesma direção de incidência. Estas máquinas atingem valores de eficiência moderados, já que a velocidade das pás não pode ser maior que a velocidade do vento. Não representam, portanto, considerável importância quando se trata de geração de energia elétrica, sendo mais utilizadas como instrumentos de medição, a exemplo dos anemômetros (GASCH; TWELE, 2012; NELSON, 2009).

As máquinas movidas pela força de sustentação (figura 2.4b) funcionam com base na ação desta força sobre as pás do rotor, o que gera um torque líquido que resulta no giro do conjunto em volta de um eixo. Este tipo de turbina é, em geral, mais eficiente que a anterior, principalmente se a seção transversal de suas pás é projetada com formato aerodinâmico (aerofólios, por exemplo), permitindo que a velocidade linear destas pás seja maior que a velocidade do vento incidente. Estas turbinas apresentam, por exemplo, uma velocidade de ponta de pá (razão entre a velocidade linear na ponta das pás e a velocidade do vento incidente), no seu ponto de máxima eficiência, próxima a 7, valor razoavelmente mais elevado que os 0,3 de um dispositivo movido pela força de arrasto (MANWELL et al., 2009; NELSON, 2009).

Outro aspecto utilizado para classificar turbinas eólicas diz respeito à **orientação do eixo de rotação das pás** em relação ao solo. De acordo com este critério, tem-se a seguinte classificação (GASCH; TWELE, 2012):

- a) Turbinas Eólicas de Eixo Vertical (TEEV);
- b) Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal (TEEH).

Turbinas de eixo vertical (figura 2.4c), pouco utilizadas para geração de quantidades significativas de energia, apresentam a vantagem de não necessitarem de um sistema que as alinhe com a direção de incidência do vento, funcionando de forma equivalente para qualquer direção de incidência. Como desvantagem, entretanto, salienta-se a instabilidade dinâmica de turbinas de eixo vertical de grandes dimensões, além da eficiência pobre devido às baixas velocidades do vento próximas ao solo (GASCH; TWELE, 2012).

Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal (figura 2.4d), amplamente utilizadas para geração de energia, serão abordadas no item a seguir.

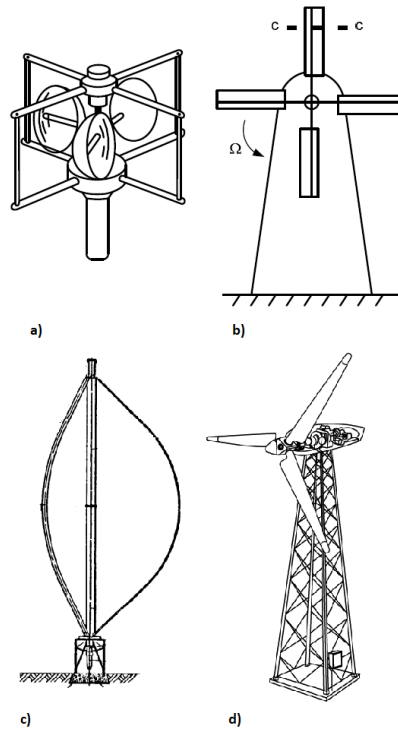


Figura 2.4 – Exemplos de máquinas eólicas: a) movida pela força de arrasto (anemômetro de copo); b) movida pela força de sustentação (moinho); c) de eixo vertical (turbina Darrieus); d) de eixo horizontal (Fonte: adaptado de MANWELL et al., 2009; GASCH; TWELE, 2012)

2.3 TURBINAS EÓLICAS DE EIXO HORIZONTAL (TEEH)

Tipo de turbina mais utilizada na geração de energia elétrica, TEEH's podem ser empregadas utilizando as mais diversas configurações, cada uma delas variando um aspecto, dentre eles a **posição do rotor em relação à torre** (à barlavento ou à sotavento), a **velocidade de operação** (constante ou variável), o **número de pás** (geralmente, igual a duas ou três pás), entre outros. A figura 2.5 resume as tipologias comuns em TEEH's (MANWELL, 2009).

Os subitens a seguir descrevem os conceitos básicos utilizados no estudo de TEEH's, as principais partes que as compõem, bem como os sistemas de controle utilizados na extração de energia do vento por parte destas.

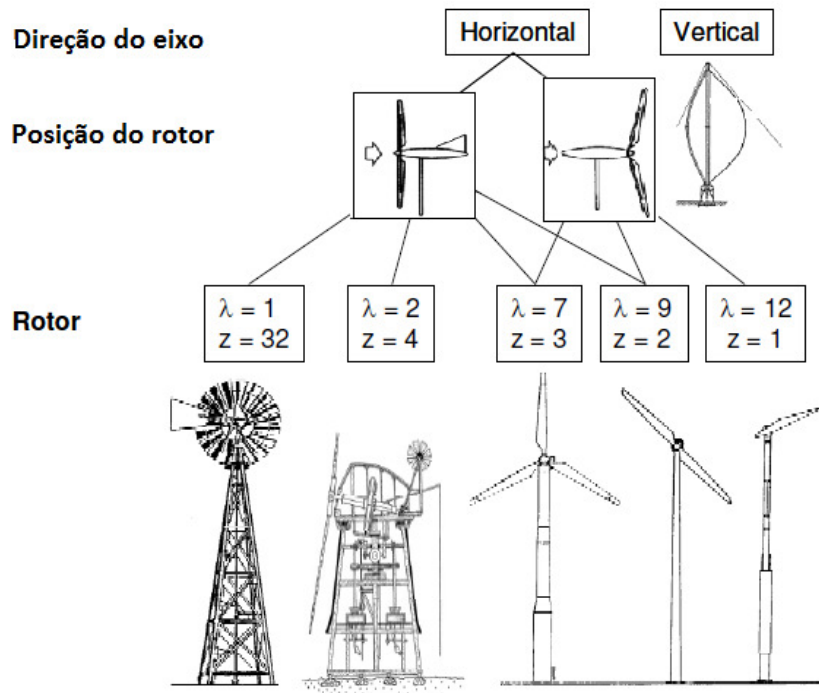


Figura 2.5 – Tipologias de TEEH's (Fonte: adaptado de GASCH; TWELE, 2012; MANWELL et al., 2009)

2.3.1 Conceitos básicos

Alguns conceitos são repetidamente abordados no estudo das teorias que explicam o processo de extração de energia do vento através de TEEH's. Torna-se conveniente, portanto, introduzir estes conceitos antecipadamente.

O **número de Reynolds (Re)**, dado por (2.1), representa a relação entre as forças de inércia e as forças de viscosidade atuantes em um corpo inserido no interior de um fluido escoando ou sobre as fronteiras de um corpo dentro do qual escoar este fluido. É utilizado, por exemplo, para comparar escoamentos semelhantes em diferentes escalas, sendo amplamente empregado na construção de modelos reduzidos para ensaios em túnel de vento. Valores elevados de números de Reynolds indicam escoamentos nos quais as forças de inércia predominam em relação às de viscosidade, assim como valores baixos indicam a predominância das forças viscosas (BLESSMANN, 2011).

$$Re = \frac{U_{\infty} L}{\nu} \quad (2.1)$$

onde:

U: velocidade média do escoamento [m/s];

L: dimensão característica do corpo [m];

v: viscosidade cinemática do fluido [m²/s].

Em relação à velocidade de rotação das pás do rotor, duas relações são úteis. A **velocidade de ponta de pá (λ)** (*Tip Speed Ratio* ou TSP), dada por (2.2), é definida pela relação entre a velocidade linear na ponta da pá da turbina (ΩR) e a velocidade de fluxo livre do escoamento (U_∞) incidente nesta.

$$\lambda = \Omega R / U_\infty \quad (2.2)$$

onde:

Ω : velocidade angular de rotação das pás [rad/s];

R: raio do rotor [m].

A **velocidade local de pá (λ_r)**, dada por (2.3), fornece a relação entre a velocidade linear de uma seção transversal qualquer da pá localizada em um raio r ($r\Omega$) e a velocidade de fluxo livre (U_∞).

$$\lambda_r = \Omega r / U_\infty = r / R \lambda \quad (2.3)$$

Em relação à indução de velocidades que ocorre no plano do rotor quando o vento passa através deste, ainda se podem definir dois outros parâmetros úteis. Um **fator de indução axial (a)**, definido por (2.4), representa o decréscimo fracionário da velocidade da massa de ar que passa pelo rotor – representado por um disco atuador – (U_D) em relação à velocidade de fluxo livre do vento (U_∞) (MANWELL et al., 2009).

$$a = \frac{U_\infty - U_D}{U_\infty} \quad (2.4)$$

O **fator de indução angular** (a'), dado por (2.5), representa a mudança na velocidade angular imposta às partículas do fluxo de ar que passa pelo rotor da turbina. Este fator relaciona a velocidade angular imposta ao fluxo de ar (ω) e a velocidade angular desenvolvida pelo rotor (Ω) (BURTON et al., 2011).

$$a' = \omega / 2\Omega \quad (2.5)$$

onde:

ω : velocidade angular imposta ao fluxo de ar na esteira [rad/s].

Por último, define-se uma **solidez da turbina** (σ') como a relação entre a área das pás e a área do disco varrido por elas. Costuma-se expressar esta relação através de uma solidez local, dada por (2.6), que define este parâmetro para um determinado raio (r) (IVANELL, 2009).

$$\sigma'(r) = \frac{Bc(r)}{2\pi r} \quad (2.6)$$

onde:

B: número de pás do rotor;

c: comprimento da corda [m];

r: raio da seção [m].

2.3.2 Partes componentes de uma TEEH

Uma TEEH é comumente dividida nas partes descritas a seguir, que podem ser observadas também na figura 2.6 (MANWELL et al., 2009; GASCH; TWELE, 2012):

- a) **rotor**: parte mais importante da turbina, responsável pela extração e conversão da energia cinética do vento em energia mecânica de rotação, é constituído pelas pás e pelo cubo;
- b) **nacele**: parte externa que envolve os componentes responsáveis pela transformação da energia mecânica do rotor em energia elétrica. Dentro da nacele estão o sistema de transmissão, composto por um eixo de baixa velocidade, uma caixa de marchas, um eixo de alta velocidade, acoplamentos e

freios. Dentro da nacelle está também o gerador e o sistema de *yaw* (alinhamento do rotor com a direção do vento);

- c) **estrutura de suporte:** composta pela torre da turbina e pela fundação, fornece suporte ao rotor e à nacelle. Os tipos mais empregados de torres são as tubulares de aço, treliçadas, de concreto ou mistas, alongando-se por alturas que ficam entre 1 a 1,5 vezes o diâmetro do rotor, normalmente maiores que 20 m.

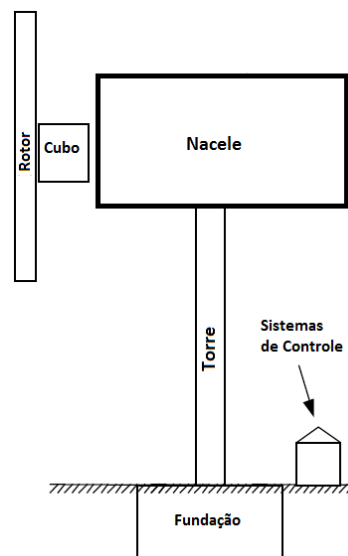


Figura 2.6 – Partes de uma TEEH (Fonte: adaptado de MANWELL et al., 2009)

2.3.3 Sistemas de controle

Sistemas de controle são empregados na operação de parques eólicos como medidas de segurança, controle, aumento de durabilidade e/ou de eficiência na extração de energia por parte das turbinas. Atuam através de diferentes formas, as principais sendo a limitação de torque e potência de saída, a modificação do ângulo de giro das pás ou do ângulo de giro do plano do rotor em relação à direção de incidência do vento.

Uma turbina tem sua performance relacionada, basicamente, com três velocidades de operação. A **velocidade de arranque** representa o valor mínimo para o qual as pás da turbina começam a girar (normalmente entre 3-5 m/s), iniciando a geração de potência útil. Iniciando o giro, as pás geralmente operam através de uma **velocidade nominal**, valor para o qual a máquina foi projetada, e interrompem seu funcionamento, através dos sistemas de controle, como uma

medida de segurança, para uma certa **velocidade de corte**, usualmente igual a 25 m/s (GASCH; TWELE, 2012; MANWELL et al., 2009; IVANELL, 2009).

Existem diversos meios de controlar a potência gerada por uma turbina eólica, de modo a prevenir problemas mecânicos ou estruturais. Ivanell (2009) aborda quatro **sistemas de controle** tipicamente utilizados em TEEH's:

- a) **controle por estol (*passive stall*)**: as pás são aerodinamicamente projetadas de tal maneira que percam sustentação para ângulos de ataque acima de um determinado valor limite, para os quais ocorre o descolamento do escoamento das pás do rotor;
- b) **controle por passo (*pitch control*)**: as pás do rotor possuem mecanismos que permitem a rotação em torno de seu próprio eixo, utilizada de forma a controlar a magnitude da força de sustentação que nelas atua;
- c) **controle por estol ativo (*active stall*)**: combina os controles por estol e por ângulo de passo de forma a causar o estol através da rotação das pás;
- d) **controle por yaw**: mantém a turbina alinhada com a direção de incidência do vento através de anemômetros e direcionadores de vento instalados na nacele. Este ângulo de giro do plano rotor em relação à direção de incidência do vento é denominado, em inglês, de *yaw angle*. Neste trabalho, este ângulo será referenciado como ângulo de *yaw*.

2.4 O VENTO COMO RECURSO ENERGÉTICO

O projeto de sistemas voltados para geração de energia elétrica através da eólica requer conhecimento sobre as condições do vento, tanto sua parcela média como sua natureza flutuante, além dos eventos de ventos extremos.

A avaliação da performance de parques eólicos através da determinação de sua produtividade e eficiência, a determinação do potencial de geração de energia de certos locais, a análise de aspectos que influenciam nas condições de operação de turbinas, como velocidade de início e encerramento de operação ou cargas devidas ao vento, são todos exemplos de situações nas quais a compreensão das características do vento tem influência direta na geração de energia eólica. Um exemplo comum que justifica a importância do estudo do vento é o valor da potência

eólica disponível para extração, que varia com o cubo da velocidade do vento. Ou seja, qualquer variação no valor da velocidade do escoamento terá um efeito na terceira potência sobre a potência/energia gerada. (MANWELL et al., 2009; BURTON et al., 2011).

Assim, este item abordará alguns pontos relevantes relativos ao estudo do vento, tais como suas características gerais e alguns tópicos sobre estabilidade atmosférica, turbulência e a Camada Limite Atmosférica (CLA).

2.4.1 Características gerais do vento

Este subitem é dividido em duas partes. A primeira descreve algumas das principais características do vento em relação à circulação geral das massas de ar que se desenvolve na atmosfera terrestre, além da circulação dos ventos locais. A segunda parte versa sobre a determinação da potência disponível no vento.

2.4.1.1 Circulação geral atmosférica e outros padrões de circulação local

O vento ou a circulação de massas de ar na atmosfera, é resultado do aquecimento diferencial proveniente da energia do sol nas diversas regiões do planeta, o que ocasiona a geração de diferentes potenciais térmicos e a consequente circulação destas massas de ar desigualmente aquecidas, buscando o equilíbrio. Apresenta variações no espaço e no tempo que podem ser desde muito pequenas até de dimensões consideráveis. A elevada variabilidade, inclusive, é uma das características mais marcantes deste recurso natural (NELSON, 2009; BURTON et al., 2011; GASCH; TWELE, 2012).

A sua **variabilidade temporal** pode vir representada por uma macro escala (variações dentro de um ano), geralmente atrelada a períodos sazonais, de fácil previsão. Variações em menor escala, dentro de um mesmo dia, também apresentam relativa facilidade de previsão, estando representadas por variações de temperatura da superfície devido ao maior aquecimento durante o dia. Em ainda menor escala e de mais difícil previsão estão as variações na casa dos minutos ou segundos, que representam a natureza turbulenta do vento, também chamada de rajadas (BURTON et al., 2011).

A **variabilidade espacial** promove o que se conhece como circulação geral atmosférica, modelo criado para caracterizar o movimento das massas de ar acima da superfície. O calor mais intenso nas regiões próximas ao equador, somado ao maior aquecimento durante o período do dia, cria massas de ar que se deslocam dos locais mais quentes para aqueles mais frios, tanto

na direção longitudinal quanto na direção transversal à superfície. Adicionalmente, a rotação da terra em torno de seu eixo atua sobre as massas de ar através da força de Coriolis, fazendo com que estas assumam rotas inclinadas em relação à direção da linha do equador. Esta configuração resulta em um padrão de circulação em escala global (modelo de três células), que pode ser observado na figura 2.7. Tal modelo só representa fielmente a circulação que ocorre em altitudes mais elevadas (ventos geostróficos), onde não há a influência da rugosidade da superfície (MANWELL et al., 2009; BURTON et al., 2011; NELSON, 2009).

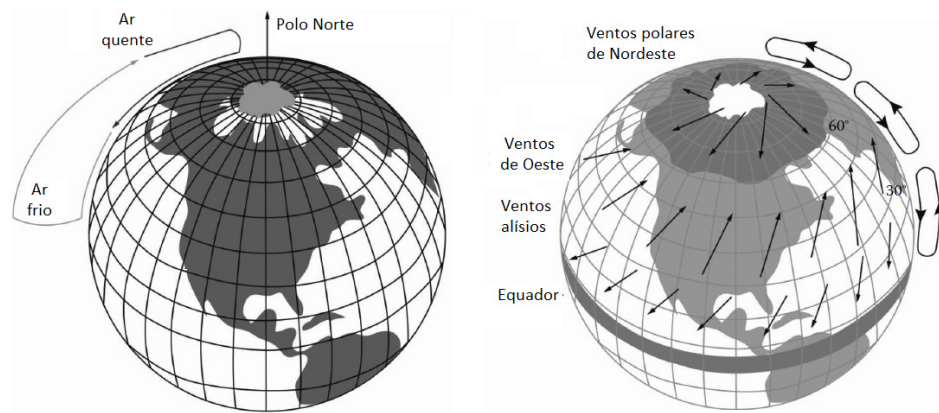


Figura 2.7 – Circulação Geral Atmosférica (hemisfério Norte) (Fonte: NELSON, 2009)

No entanto, tanto a mudança de relevo quanto da natureza da superfície (água ou terra), são variações que afetam as massas na medida em que têm influência sobre aspectos como os campos de pressão, umidade relativa do ar e quantidade de radiação solar absorvida. Ventos originados por fenômenos de menor escala (não geostróficos) são chamados de ventos locais. Alguns exemplos são os furacões, circulações causadas pelas monções, ciclones extratropicais, brisas marítimas e terrestres, ventos entre vales e montanhas, tornados, ventos provenientes de tempestades elétricas, entre outros (MANWELL et al., 2009).

2.4.1.2 Determinação da potência disponível e extraída

Turbinas eólicas devem ser satisfatoriamente eficientes a ponto de se tornarem competitivas na concorrência com outras tantas fontes de energia existentes atualmente. Sua performance, além disso, deve ser otimizada de modo que a relação entre a energia produzida e o custo de

implantação seja maximizada. Dessa forma, determinar a potência entregue por essas máquinas de forma confiável torna-se essencial (JOHNSON, 2001).

O fluxo de massa de ar (dm/dt) que passa por uma determinada área (A), de acordo com a equação da continuidade da mecânica dos fluidos, é função da densidade do ar (ρ) e da velocidade de fluxo livre da massa (U_∞), de acordo com a relação expressa por (2.7) (MANWELL et al., 2009; NELSON, 2009).

$$\frac{dm}{dt} = \rho AU_\infty \quad (2.7)$$

A energia cinética por unidade de tempo ou potência disponível (Pot_d) desta massa de ar é dada por:

$$Pot_d = \frac{1}{2} \frac{dm}{dt} U_\infty^2 = \frac{1}{2} \rho AU_\infty^3 \quad (2.8)$$

Esta potência nunca é totalmente absorvida pelo rotor e transformada em energia elétrica, já que existem perdas relativas a aspectos como a mecânica do fluido que passa através do rotor, a aerodinâmica das pás e a eficiência mecânica da turbina eólica. A prática revela que turbinas reais são capazes de extrair apenas um valor próximo a 45% da energia total disponível no vento (MANWELL et al., 2009).

A potência extraída (Pot_e) por uma TEEH, dada por (2.9), depende do coeficiente de potência (C_p) de cada máquina que, por sua vez, varia de acordo com os aspectos supracitados. O coeficiente de potência pode atingir um valor máximo teórico igual a 59,3% da potência disponível, conhecido como limite de Lanchester-Betz, assunto que será abordado no subitem 2.5.1 (BURTON et al., 2011).

$$Pot_e = \frac{1}{2} C_p \rho AU_\infty^3 \quad (2.9)$$

2.4.2 Estabilidade atmosférica

A estabilidade atmosférica é determinada pela distribuição de temperaturas ao longo da direção vertical acima da superfície, que é resfriada ou aquecida, provocando a mistura convectiva de massas de ar. Pode-se definir a estabilidade atmosférica como a capacidade de resistir ao movimento vertical de massas de ar e de suprimir a turbulência presente no meio (MANWELL, 2009). Este perfil vertical de temperaturas ou estratificação térmica dá origem a três estados de estabilidade atmosférica, quais sejam: (1) **instável**, (2) **estável** e (3) **neutro** (BURTON et al., 2011; GASCH; TWELE, 2012).

Atmosferas (1) **instáveis** ocorrem, geralmente, em dias quentes de verão, quando o calor do sol aquece rapidamente a superfície, fazendo com que o ar nas camadas mais baixas da atmosfera apresente uma temperatura maior que aquela das camadas superiores. Com a elevação da temperatura, a densidade do ar diminui e disso decorre o aparecimento de correntes de ar ascendentes, provocando um elevado nível de mistura e de turbulência nesta região (GASCH; TWELE, 2012; BURTON et al., 2011).

A estratificação (2) **estável** tem efeito inverso em relação ao movimento das massas de ar. Ela é caracterizada pela presença de ar a temperaturas menores próximo da superfície, se comparado às camadas superiores. Assim, sua densidade é maior e configura-se um equilíbrio estável, suprimindo-se quase que por completo a mistura vertical. Esse fenômeno ocorre normalmente nos dias frios de inverno, quando a superfície resfria mais rapidamente que a massa de ar acima dela (GASCH; TWELE, 2012; BURTON et al., 2011).

Por fim, atmosferas (3) **neutras** não apresentam maior aquecimento ou resfriamento em relação a outras regiões, ou seja, existe um equilíbrio térmico entre massas de ar adjacentes. Essa configuração geralmente ocorre em locais onde a velocidade horizontal do vento é elevada (GASCH; TWELE, 2012; BURTON et al., 2011).

Quando se trata da extração da energia eólica através de TEEH's, alguns aspectos devem ser observados mais cuidadosamente em cada uma das três condições de estratificação térmica. Condições de atmosfera neutra devem ser analisadas cautelosamente, já que as altas velocidades do vento provocam elevadas cargas nas pás do rotor. Da mesma forma, atmosferas instáveis também podem ocasionar problemas relacionados ao aparecimento de rajadas verticais ascendentes, assim como a atmosfera estável pode ocasionar o aparecimento de cargas

assimétricas devido ao elevado gradiente ao longo do perfil de velocidades horizontais do vento e conseqüente elevado esforço cisalhante (BURTON et al., 2011).

2.4.3 Turbulência

O escoamento de fluidos não ideais é caracterizado pela presença de forças tangenciais devidas à viscosidade, de forma que o movimento das partículas de camadas adjacentes não apresenta velocidade uniforme (gradiente de velocidade), havendo uma troca de quantidade de movimento entre partículas provenientes destas diferentes camadas quando estas penetram em camadas vizinhas. Em escoamentos laminares (valores de Re abaixo de um valor crítico), as forças preponderantes devem-se à viscosidade do fluido. Em escoamentos turbulentos (valores de Re acima de um valor crítico), nos quais ocorre o deslocamento entre camadas de conjuntos inteiros de moléculas do fluido, as quais carregam consigo consideráveis quantidades de movimento provocando elevados gradientes de velocidade e movimentos desordenados e caóticos (turbilhões), a viscosidade molecular deixa de ser um fator preponderante, dando lugar à viscosidade turbulenta (BLESSMANN, 2011).

O vento, como um fenômeno variável no tempo, pode ser descrito como uma composição de uma parcela de velocidade média, cujo valor é determinado com base em um intervalo de tempo representativo para cada aplicação (normalmente igual a dez minutos), e uma parcela flutuante, representada pela turbulência superposta ao vento médio. As flutuações de velocidade do vento, de forma geral, preenchem uma ampla escala temporal, cujos limites vão de poucos segundos a diversos meses. A variação de velocidade em escalas temporais maiores é utilizada para o cálculo da velocidade média, enquanto que às flutuações que ocorrem em escalas de tempo de menor duração, usualmente menores que dez minutos, dá-se a denominação de turbulência (GASCH; TWELE, 2012; BURTON et al., 2011).

A turbulência pode ser classificada, em relação ao seu fator gerador, em dois tipos fundamentais, mas que ocorrem de forma interconectada: a **turbulência mecânica** e a **turbulência induzida por efeitos térmicos**.

A **turbulência mecânica** é, de maneira geral, decorrente da rugosidade da superfície, representada pela presença de obstáculos naturais (variações na topografia e presença de árvores, ilhas, ondas e outros) ou criados pelo homem (edifícios e turbinas eólicas, por exemplo), e dos gradientes de pressão presentes na atmosfera. Os turbilhões formados pela rugosidade têm dimensões cuja ordem de grandeza vai do milímetro à espessura da CLA e

originam rajadas de vento cuja velocidade é inversamente proporcional ao seu tamanho (turbilhões menores se deslocam com velocidades maiores em menores intervalos de tempo).

A **turbulência causada por efeitos térmicos**, já abordada no subitem 2.4.2, é proveniente das correntes convectivas decorrentes da estratificação térmica (GASCH; TWELE, 2012; BURTON et al., 2011; BLESSMANN, 2011).

Por ser um fenômeno complexo, composta por componentes nas três direções do espaço, não é passível de ser representada por equações determinísticas. Por isso, foram criados parâmetros estatísticos que descrevem de forma satisfatória algumas características da turbulência. Alguns deles são: intensidade de turbulência, função densidade de probabilidades da velocidade do vento, autocorrelação, espectro de potência da função densidade, entre outros. A intensidade de turbulência é de particular interesse, já que representa a medida mais básica da turbulência presente em um escoamento (BURTON et al., 2011; MANWELL et al., 2009).

O vetor velocidade do vento, composto por componentes em cada uma das três direções do espaço (figura 2.8), será dado, em um determinado instante de tempo (t), pela soma vetorial entre o vetor velocidade média em função da sua posição (\underline{r}) e o vetor de componentes flutuantes ou vetor rajada (equação 2.10) (BLESSMANN, 2011).

$$\underline{U}(\underline{r}, t) = \underline{\bar{U}}(\underline{r}) + \underline{u}(\underline{r}, t) \quad (2.10)$$

onde:

$\underline{U}(\underline{r}, t)$: vetor velocidade do vento em um determinado instante t e posição \underline{r} [m/s];

$\underline{\bar{U}}(\underline{r})$: vetor velocidade média na posição \underline{r} [m/s];

$\underline{u}(\underline{r}, t)$: vetor velocidade flutuante em um determinado instante t e posição \underline{r} [m/s].

A intensidade de turbulência $I_U(\underline{r})$ é definida pela relação entre o desvio padrão $\underline{\sigma}_U(\underline{r})$ das flutuações do vetor velocidade e a velocidade média $\underline{\bar{U}}(\underline{r})$, de acordo com a equação (2.11).

$$I_U(\underline{r}) = \frac{\underline{\sigma}_U(\underline{r})}{\underline{\bar{U}}(\underline{r})} \times 100 \quad (2.11)$$

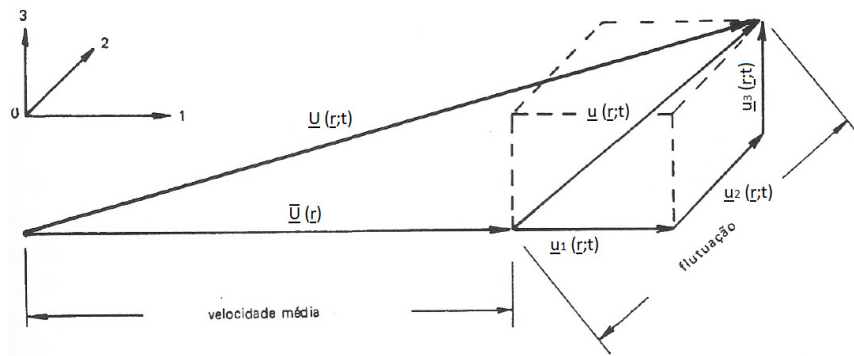


Figura 2.8 – Componentes do vetor velocidade (Fonte: adaptado de BLESSMANN, 2011)

2.4.4 Camada Limite Atmosférica (CLA)

A rugosidade presente em superfícies sólidas age sobre os escoamentos no sentido de desacelerá-los, já que um fluido em contato com estas superfícies apresenta velocidade nula, e esta cresce à medida em que se afasta da superfície, tão mais rápido quanto menor for a viscosidade do fluido. Isto ocorre devido ao aparecimento de tensões tangenciais no escoamento de fluidos não ideais (viscosidade não nula). Esta camada cuja velocidade é alterada pelo contato com superfícies sólidas é chamada de **camada limite**.

Prandtl mostrou, em 1904, que para fluidos de baixa viscosidade, como é o caso do ar, as forças tangenciais originadas pela viscosidade do fluido atuam apenas dentro da camada limite, local onde se estabelece uma variação de velocidades, podendo ser desconsideradas fora desta (BLESSMANN, 2011). Disso decorre que as condições do vento (escoamento) estão fortemente atreladas às características da superfície terrestre (sólido) dentro desta camada. Na medida em que a altitude aumenta, entretanto, estes efeitos tornam-se cada vez mais fracos, podendo ser desprezados a certa altura acima do solo.

De modo geral, a esta camada mais baixa da troposfera cujo escoamento sofre influência direta da rugosidade do solo e apresenta características particulares em relação às outras camadas da atmosfera dá-se o nome de **Camada Limite Atmosférica (CLA)**. O estudo das características da CLA é importante pois esta é justamente a região da atmosfera na qual as TEEH's encontram-se inseridas e operando (BURTON et al., 2011; GASCH; TWELE, 2012).

A CLA é uma região turbulenta dentro da qual características como velocidade, temperatura, umidade, entre outras, podem variar rapidamente no espaço e no tempo. A velocidade do vento,

por exemplo, varia ao longo da altura acima do solo, formando um perfil de velocidades médias como o mostrado na figura 2.9.

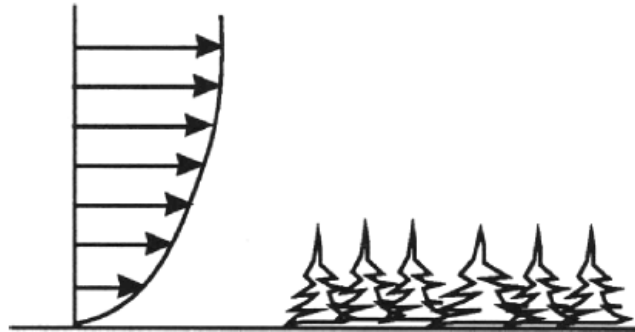


Figura 2.9 – Variação da velocidade do vento na CLA (Fonte: adaptado de MANWELL et al., 2009)

No que tange a geração de energia eólica, o conhecimento da forma deste perfil de velocidades médias é de relevante importância, por dois motivos: quando é feita a avaliação do potencial de geração de energia de certo local com base em dados de medições de velocidades feitas a certa altura, estas velocidades devem ser corrigidas para os valores da altura na qual serão instalados os rotores das turbinas; a velocidade não uniforme ao longo da altitude provoca, além disso, cargas cíclicas na estrutura das TEEH's.

O perfil de velocidades da CLA tem sua forma afetada por fatores como o comprimento de rugosidade da superfície, a natureza do terreno (sólido ou líquido), a topografia, a estratificação térmica, entre outros. Como alteram a forma do perfil, estes fatores também exercem influência sobre a espessura da CLA acima do nível do solo, que pode se estender por apenas 100 m em noites limpas ou chegar a até 2000 m em dias de verão com pouco vento. De forma geral, considera-se como espessura média da CLA um valor igual a 1000 m (GASCH; TWELE, 2012; MANWELL et al., 2009).

A rugosidade exerce influência sobre a forma do perfil de velocidades da CLA na medida em que controla o valor da tensão de cisalhamento superficial, que será tanto maior quanto maior for esta rugosidade e, conseqüentemente, aumentará também o déficit de quantidade de movimento, modificando as velocidades ao longo da espessura da camada limite. A rugosidade também afeta a distância necessária para que a CLA se desenvolva por completo (LOREDO-SOUZA et al., 2004).

A influência da estratificação térmica manifesta-se da forma como é mostrado na figura 2.10, alterando o formato do perfil de velocidades do vento. Atmosferas instáveis, onde há presença de altos níveis de mistura, resultam em rápida variação inicial no perfil de velocidades horizontais do vento ao longo da altura, o que configura uma CLA de pequena espessura. Atmosferas estáveis, por outro lado, apresentam pouca mistura vertical, ou seja, não há equalização da velocidade das massas de ar adjacentes. Disso decorre um perfil de velocidades cuja variação de valores se estende ao longo de uma espessura relativamente maior que aquela para atmosferas instáveis. Em outras palavras, resulta em uma CLA mais espessa (GASCH; TWELE, 2012).

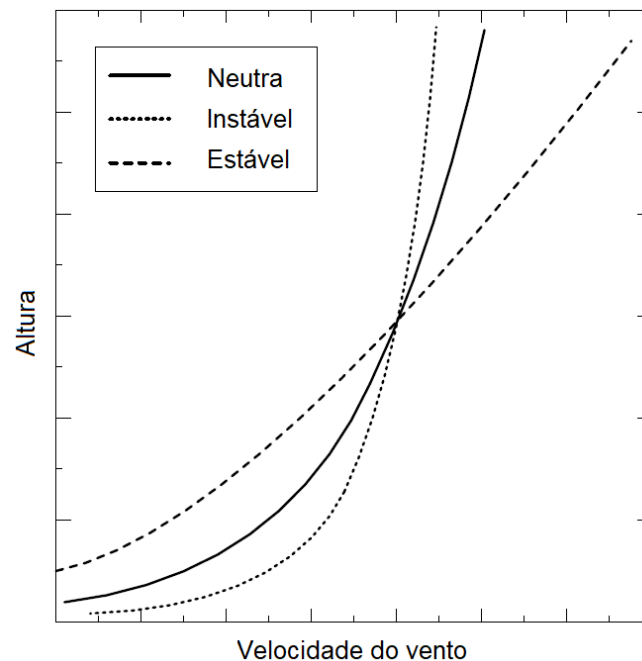


Figura 2.10 – Influência da estratificação térmica no perfil de velocidade da CLA (Fonte: adaptado de GASCH; TWELE, 2012)

A CLA pode ser dividida em duas subcamadas: camada **superficial** e de **Ekman**. O critério de separação entre estas duas camadas é o comportamento das tensões de Reynolds ou tensões aparentes. Estas são as tensões correspondentes à transferência de quantidade de movimento que ocorre entre camadas adjacentes do escoamento. Para o vento, interessa a componente das tensões de Reynolds na direção do escoamento (direção x). Esta componente tangencial (τ_t), definida por (2.12), é responsável pela frenagem do escoamento e pelo desenvolvimento do gradiente de velocidades na direção vertical (direção z).

$$\tau_t = -\rho \underline{uw} \quad (2.12)$$

onde:

\underline{u} : vetor velocidade flutuante do vento na direção x [m/s];

\underline{w} : vetor velocidade flutuante do vento na direção z [m/s];

ρ : massa específica do ar [kg/m³].

A região mais próxima ao solo, na qual as tensões (τ_t) se afastam menos de 10% do seu valor médio, é chamada de **camada superficial**. Nela, ainda pode-se distinguir uma subcamada interfacial, de espessura (z_d), na qual o transporte molecular é dominante em relação ao transporte turbulento. Em regiões urbanas, esta espessura da subcamada interfacial é igual à altura média dos edifícios, já que estes criam regiões abrigadas do vento. As tensões de Reynolds apresentam valor máximo na altura igual a (z_d) (figura 2.11). Acima da camada superficial, as tensões turbulentas diminuem com o aumento da altitude, até um valor próximo de zero na altitude que representa a espessura da CLA. Esta região é chamada de **camada de Ekman** (LOREDO-SOUZA et al., 2004).

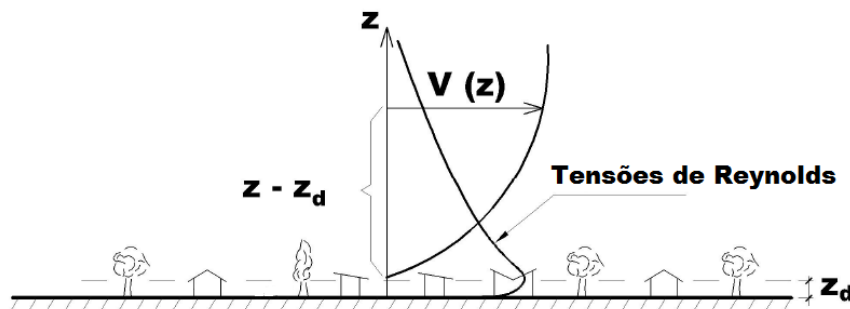


Figura 2.11 – Perfis de velocidade média do vento e tensões de Reynolds (Fonte: adaptado de LOREDO-SOUZA et al., 2004)

A seguir, são expostas as leis utilizadas para representar numericamente os perfis de velocidade do vento.

2.4.4.1 Perfis de velocidade média

A variação da velocidade do vento com a altura acima da superfície, também chamada de cisalhamento do vento, é usualmente representada por dois modelos numéricos. A **lei logarítmica** combina conceitos da mecânica dos fluidos aplicados no escoamento da camada

limite com dados de pesquisas na área. A **lei de potência**, mais utilizada na prática, descreve o perfil de velocidades de forma mais simplificada e de mais fácil aplicação, baseada em dados empíricos (MANWELL et al., 2009; BURTON et al., 2011; JOHNSON, 2001).

A **lei logarítmica** obedece à física de Prandtl para descrição da CLA e prevê a velocidade do vento com base em parâmetros que podem variar de acordo com diversos aspectos, explicados a seguir. Esta lei considera uma atmosfera de estratificação neutra e apresenta resultados satisfatórios para baixas altitudes, de até 100 m (GASCH; TWELE, 2012; BLESSMANN, 2013). A variação de velocidades é dada por:

$$U_{\infty}(z) = \frac{u^*}{\kappa} \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) \quad (2.13)$$

onde:

u^* : velocidade de fricção, dada por $u^* = \sqrt{\frac{\tau_t}{\rho}}$ [m/s];

τ_t : tensão tangencial [Pa], dada por (2.12);

κ : constante de Von Kármán, usualmente igual a 0,4;

z : altura acima do nível da superfície [m];

z_0 : comprimento de rugosidade superficial [m].

A velocidade de fricção (u^*) e o comprimento de rugosidade superficial (z_0) são parâmetros que dependem tanto das características físicas do terreno como do vento local. O primeiro pode ser simplificado como o parâmetro que mede a intensidade de turbulência e a quantidade de movimento causada por esta turbulência. O segundo, de significativa importância na construção de perfis de velocidade logarítmicos, está intimamente ligado à altura média dos obstáculos presentes no local e apresenta elevada variação, a depender do tamanho e espaçamento entre obstáculos. Alguns valores sugeridos para cada uma das categorias de rugosidade da Norma Brasileira de Vento NBR 6123 podem ser observados na tabela 2.1 (BLESSMANN, 2013; LOREDO-SOUZA et al., 2004).

Ainda podem ser feitas correções em (2.13) de forma a considerar o efeito da estratificação atmosférica, do tipo de terreno e da presença de obstáculos como edificações ou árvores. Para uma leitura mais aprofundada sobre o assunto, indica-se o texto de Gasch e Twele (2012).

A **lei de potência** relaciona as velocidades médias tomadas em duas alturas – sendo uma delas conhecida, tipicamente medida a uma altura de 10 m acima do solo, e a outra o valor de velocidade a ser determinada – através de uma lei de potência dada por (BLESSMANN, 2013):

$$\frac{U_{\infty}(z)}{U_{\infty}(z_{ref})} = \left(\frac{z}{z_{ref}} \right)^p \quad (2.14)$$

onde:

z_{ref} : altura de referência na qual a velocidade do vento é conhecida [m];

p: expoente da lei potencial, conforme tipo de terreno.

Esta lei apresenta como vantagem a caracterização satisfatória das velocidades da camada de Ekman e, conseqüentemente, a desvantagem de não ser adequada para as camadas de menor altitude. Além disso, como se pode inserir qualquer valor positivo na altitude (z), a lei não reconhece o limite superior da CLA, fornecendo um perfil de velocidades que cresce indefinidamente. O expoente (p), de ampla variação, é função do tipo de terreno, da elevação, hora do dia, velocidade do vento, estação do ano, temperatura e outros parâmetros relativos à mistura do escoamento. Alguns valores usuais para as cinco categorias de terreno da Norma Brasileira de Vento NBR 6123 são mostrados na tabela 2.1 (LOREDO-SOUZA et al., 2004; MANWELL et al., 2009).

Categoria de Terreno da NBR 6123	Expoente da Lei Potencial (p)	Comprimento da rugosidade superficial (z_0) [mm]	Espessura da CLA [m]
I	0,10	5	250
II	0,16	70	300
III	0,20	300	350
IV	0,25	1000	420
V	0,35	2500	500

Tabela 2.1 – Valores sugeridos para os parâmetros p, z_0 e espessura da CLA para as cinco categorias de terreno da NBR 6123 (Fonte: adaptado de BLESSMANN, 2013)

2.5 AERODINÂMICA DE TEEH'S

A geração de energia em turbinas eólicas está fortemente atrelada às características aerodinâmicas destas máquinas. A interação entre o rotor e o fluido deve ocorrer de forma que a máxima energia possível possa ser extraída do vento, a fim de gerar energia elétrica de forma eficiente. É importante que se compreenda o fenômeno complexo de conversão da energia cinética do vento em energia útil mecânica e posterior conversão em energia elétrica, que ocorre no rotor da turbina eólica. Essa extração é feita através das pás do rotor, que têm seção transversal de formato aerodinâmico (aerofólios) e otimizam o processo de conversão.

Nesse processo de extração, ocorre uma diminuição da velocidade média do escoamento causada pela perda de energia cinética da massa de ar quando da passagem pelo plano do rotor. A região afetada pela redução de energia cinética (esteira) tem a forma de um tubo de seção variável cujas fronteiras são demarcadas pela camada limite que se forma em função das diferentes velocidades provenientes da região interna e externa à esteira. Ao longo desta seção, serão expostas as diversas teorias que utilizam este volume de controle (figura 2.12) como base para explicar o fenômeno de transformação de energia que ocorre no rotor (BURTON et al., 2011).

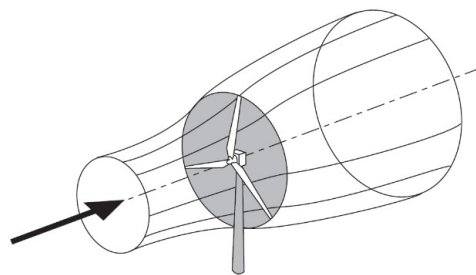


Figura 2.12 – Tubo de corrente utilizado nas teorias da quantidade de movimento (Fonte: BURTON et al., 2011)

Começa-se expondo a teoria desenvolvida por Betz e Glauert em 1935, chamada de Teoria da Quantidade de Movimento Linear (QML) e que foi, a seguir, expandida para uma teoria mais elaborada, chamada Teoria da Quantidade de Movimento Angular (QMA). Agregando aspectos da aerodinâmica de aerofólios a estas duas, surgiu a Teoria do Tubo de Vórtices, seguida pelas Teorias do Elemento de Pá do Rotor, mais robustas do ponto de vista teórico. Todas elas,

entretanto, têm como base conceitos provenientes das duas teorias da quantidade de movimento. A seção ainda aborda a esteira aerodinâmica, descrevendo suas regiões e modelos utilizados para sua representação numérica.

2.5.1 O conceito de disco atuador e a Teoria QML

Existem algumas teorias que analisam o processo de extração da energia do vento sem considerar a presença das pás de um rotor, considerando apenas a presença de um elemento denominado disco atuador, localizado na seção transversal cuja área seria varrida pelas pás do rotor, por onde a massa de ar passa e onde ocorre a extração da energia. Este disco atuador pode ser visto como uma superfície permeável, que atua como um dispositivo que gera arrasto no escoamento. A teoria tem sua análise baseada no volume de controle (tubo de corrente) da figura 2.12, por onde passa o fluxo da massa de ar. Este fluxo deve ser o mesmo em qualquer seção transversal, ou seja, as fronteiras laterais não são permeáveis (BURTON et al., 2011; HANSEN, 2008).

O ar perde energia cinética quando passa pelo disco atuador, desacelerando. Como o fluido não é comprimido em nenhuma região, ele expande na esteira, de modo a acomodar as partículas com menor velocidade. Além da redução de velocidade, também ocorre uma descontinuidade de pressão no plano do disco, representada por um acréscimo imediatamente à barlavento deste, seguido por um decréscimo instantâneo, que é recuperado ao longo do desenvolvimento da esteira (BURTON et al., 2011; MANWELL et al., 2009). A figura 2.13 detalha a evolução do escoamento no tubo de corrente.

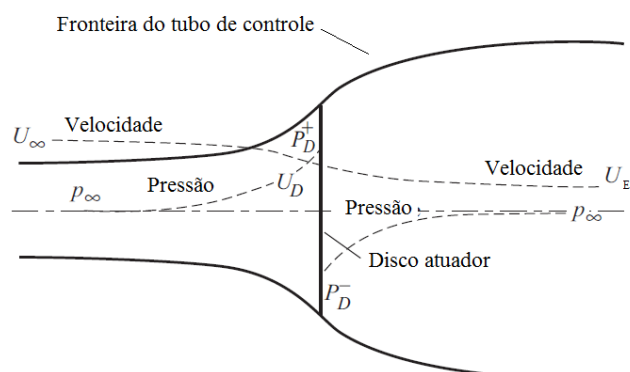


Figura 2.13 – Disco atuador e tubo de corrente (Fonte: adaptado de BURTON et al., 2011)

Como há conservação de massa, o fluxo de massa de ar (dm/dt) que passa por cada seção transversal do tubo de corrente é o mesmo. Assim:

$$\frac{dm}{dt} = \rho(AU)_{\infty} = \rho(AU)_D = \rho(AU)_E \quad (2.15)$$

Quando a massa de ar passa pelo disco atuador, este induz uma variação de velocidade em relação à velocidade de fluxo livre (U_{∞}), de magnitude dada por um fator de indução axial (a), definido por (2.4) (MANWELL et al., 2009). Tem-se, assim, que:

$$U_D = U_{\infty}(1 - a) \quad (2.16)$$

A partir deste conceito, Betz desenvolveu, em 1926, a Teoria da Quantidade de Movimento Linear (QML), que explica a transformação de energia que ocorre no disco atuador. Ela determina a máxima potência gerada por um rotor ideal, bem como o empuxo exercido pelo vento incidente neste rotor, levando em consideração apenas a variação de quantidade de movimento linear que ocorre no fluxo. Esta teoria é baseada em algumas suposições (MANWELL et al., 2009):

- a) escoamento homogêneo, incompressível e estacionário;
- b) ausência de arrasto por fricção;
- c) rotor com infinitas pás;
- d) empuxo uniforme na área do rotor;
- e) esteira sem rotação;
- f) a pressão estática das regiões de extremo barlavento e sotavento do rotor encontram-se em equilíbrio com a pressão atmosférica externa não perturbada.

Aplicando a lei da conservação de quantidade de movimento linear ao longo do tubo de corrente, encontra-se uma força resultante na direção axial (T), expressa pela taxa de variação de quantidade de movimento no volume de controle considerado, ou pelo somatório de forças atuando nas duas superfícies do disco atuador, dada por (MANWELL et al., 2009):

$$T = \frac{dm}{dt}(U_{\infty} - U_E) = U_{\infty}\rho(AU)_{\infty} - U_E\rho(AU)_E = A_D(P_D^+ - P_D^-) \quad (2.17)$$

onde:

dm/dt : fluxo de massa de ar [kg/s];

U_{∞} : velocidade de fluxo livre do vento [m/s];

U_E : velocidade do vento na esteira [m/s];

A_D : área do disco atuador [m²];

ρ : massa específica do ar [kg/m³];

P_D^+ : pressão estática da massa de ar no plano do rotor, à barlavento [Pa];

P_D^- : pressão estática da massa de ar no plano do rotor, à sotavento [Pa].

Como nenhum trabalho é feito em nenhuma das duas superfícies do rotor, pode-se aplicar a Lei de Bernoulli (conservação de energia em fluidos) ao longo dos seguintes tubos de corrente: (1) cujas extremidades vão da extremo barlavento até a superfície imediatamente à barlavento do rotor (equação 2.18) e, de forma similar, (2) as mesmas extremidades na região à sotavento do rotor (equação 2.19) (MANWELL et al., 2009; HANSEN, 2008).

$$P_{\infty} + \frac{1}{2}\rho U_{\infty}^2 = P_D^+ + \frac{1}{2}\rho U_D^2 \quad (2.18)$$

$$P_D^- + \frac{1}{2}\rho U_D^2 = P_E + \frac{1}{2}\rho U_E^2 \quad (2.19)$$

Combinando (2.17), (2.18) e (2.19), rearranjando e assumindo que a pressão é igual na extrema barlavento e sotavento do rotor ($P_{\infty}=P_E$), encontra-se a relação dada por (2.20).

$$U_D = \frac{U_{\infty} + U_E}{2} \quad (2.20)$$

Utilizando a definição do fator de indução axial (a) e combinando com (2.20), encontra-se (2.21), que relaciona a velocidade de fluxo no extremo sotavento (U_E) com a velocidade de fluxo no extremo barlavento (U_∞) do rotor (MANWELL et al., 2009).

$$U_E = U_\infty(1 - 2a) \quad (2.21)$$

Observando (2.21), pode-se concluir que o fator de indução axial cresce de zero até um valor máximo igual a $1/2$, já que este valor anula a velocidade no extremo sotavento do rotor (U_E), fazendo com que o sentido físico da teoria se perca.

A força do vento na direção axial pode ser expressa em função do fator de indução axial (a) (equação 2.22). Esta força, multiplicada pela velocidade de fluxo que passa pelo disco atuador (U_D), fornece a potência (Pot_e) extraída no disco (equação 2.23) (BURTON et al., 2011).

$$T = A_D(P_D^+ - P_D^-) = 2\rho A_D U_\infty^2 a(1 - a) \quad (2.22)$$

$$Pot_e = T U_D = 2\rho A_D U_\infty^3 a(1 - a)^2 \quad (2.23)$$

Esta potência é geralmente expressa em termos de um coeficiente de potência (C_P), dado pela razão entre a potência extraída pelo rotor e a potência disponível no vento (equação 2.24) (BURTON et al., 2011).

$$C_P = \frac{Pot_e}{\frac{1}{2}\rho U_\infty^3 A_D} = 4a(1 - a^2) \quad (2.24)$$

O máximo coeficiente de potência é calculado tomando a derivada de (C_P) em relação ao fator de indução axial (a) e a igualando a zero. Este cálculo fornece um (C_P) máximo igual a 0,593 para um valor de fator de indução axial $a=1/3$. Este valor máximo é conhecido como o **limite de Lanchester-Betz** (BURTON et al., 2011).

De forma análoga, pode-se definir também um coeficiente de empuxo (C_T), dado pela razão entre a força na direção axial (T) atuando no disco e a força dinâmica do vento, de acordo com (2.25) (BURTON et al., 2011).

$$C_T = \frac{T}{\frac{1}{2} \rho U_\infty^2 A_D} = 4a(1 - a) \quad (2.25)$$

O coeficiente de empuxo (C_T) assume um valor máximo igual a 1 para um valor de fator de indução axial (a) igual a 0,5, acima do qual a teoria QML não é mais válida, como já abordado anteriormente. Quando (a) assume o valor de 1/3, para o qual (C_P) é máximo, (C_T) tem um valor igual a 0,889 (MANWELL et al., 2009).

É interessante ainda salientar que, à medida que (C_T) cresce e, conseqüentemente também (a), o salto entre os valores de (U_∞) e (U_E) torna-se cada vez maior, aumentando a expansão da esteira. O motivo pelo qual a teoria da quantidade de movimento linear não é válida para valores altos de (a) (acima de 0,5) pode ser explicado por este salto entre as velocidades se tornar muito elevado, formando turbilhões na camada cisalhante que engloba a esteira, que transportam quantidade de movimento do escoamento exterior para dentro da esteira. Esta configuração é chamada de esteira turbulenta e está representada na figura 2.14 (HANSEN, 2008).

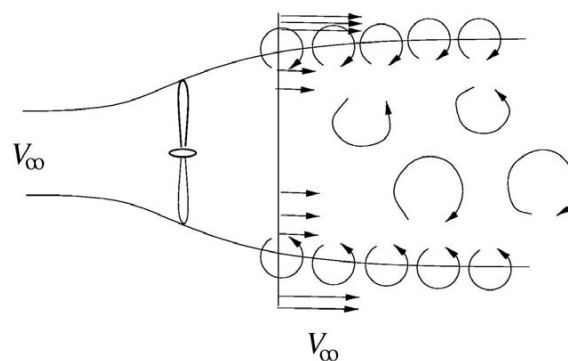


Figura 2.14 – Configuração de uma esteira turbulenta (Fonte: adaptado de HANSEN, 2008)

2.5.2 O conceito de disco rotor e a Teoria QMA

A teoria QML de Betz pode ser expandida para o caso em que há rotação do disco atuador, gerando a presença de quantidade de movimento angular, que pode ser relacionada com o torque exercido pelo rotor. Esta configuração dá origem à Teoria da Quantidade de Movimento Angular (QMA). O disco atuador do tubo de corrente da figura 2.12 passa a apresentar movimento de rotação, o que provoca também a rotação das partículas do escoamento na esteira, como mostrado na figura 2.15. O torque imposto ao escoamento faz com que as partículas adquiram uma componente de velocidade tangencial além da componente axial, o que confere às mesmas uma trajetória helicoidal na esteira. A aquisição de mais uma componente de velocidade (tangencial) aumenta a energia cinética das partículas, o que vem acompanhado de uma queda na pressão estática do fluxo na esteira, da mesma forma como ocorre no caso do fluxo sem rotação (MANWELL et al., 2009; BURTON et al., 2011).

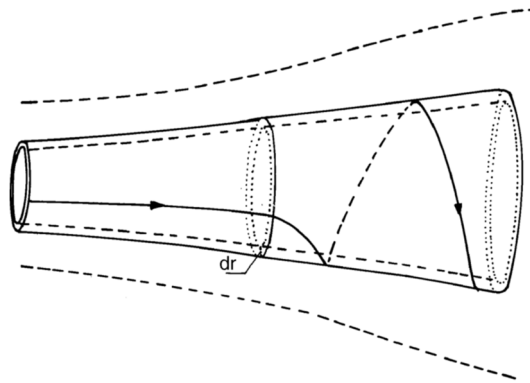


Figura 2.15 – Trajetória de uma partícula na esteira do disco rotor
(Fonte: MANWELL et al., 2009)

A teoria QMA faz uma análise de uma porção anelar da seção transversal do tubo de corrente localizada na superfície do disco rotor, de raio (r) e espessura (dr) (figura 2.15), resultando em uma área igual a $2\pi r dr$. Como a velocidade tangencial não é a mesma para diferentes valores de raios, é natural que a velocidade induzida no rotor também não seja a mesma. Alguns parâmetros, portanto, são dados em função do raio considerado (MANWELL et al., 2009; BURTON et al., 2011).

O aumento da energia cinética rotacional no escoamento da esteira diminui a extração de energia por parte do rotor em relação à energia que seria extraída de um escoamento sem rotação. Em geral, a perda de eficiência de uma turbina eólica pode ser relacionada com a magnitude do torque exercido por suas pás: turbinas operando em baixas velocidades de rotação

e altos torques experimentam maiores perdas devidas à rotação das partículas que turbinas operando com altas velocidades de rotação e baixos valores de torque (MANWELL et al., 2009).

O torque (dQ) em cada porção anelar de espessura (dr) será igual à taxa de variação de quantidade de movimento angular do fluxo de ar que passa através da superfície do anel, equacionada em (2.26) pela multiplicação entre a taxa de fluxo de massa de ar (dm/dt), a variação da velocidade tangencial (ωr) e o raio (r) do anel considerado. Alternativamente, a equação (2.27) expressa o valor do torque diferencial (dQ) em função dos fatores de indução axial (a) e angular (a'), definidos no subitem 2.3.1 (BURTON et al., 2011).

$$dQ = d\left(\frac{dm}{dt}\right)(\omega r)r = (\rho U_\infty 2\pi r dr)(\omega r)r \quad (2.26)$$

$$dQ = 4a'(1-a)\frac{1}{2}\rho U_\infty \Omega r^2 2\pi r dr \quad (2.27)$$

De forma a simplificar as equações expostas deste ponto em diante, a área do disco será expressa apenas por (A).

A potência gerada por cada um dos elementos anelares é dada por (2.28) e pode ser escrita em função do TSR (λ), da velocidade local de pá (λ_r) e dos fatores de indução axial (a) e angular (a'), resultando em (2.29).

$$dPot_e = \Omega dQ \quad (2.28)$$

$$dPot_e = \frac{1}{2}\rho A U_\infty^3 \left[\frac{8}{\lambda^2} a'(1-a)\lambda_r^3 d\lambda_r \right] \quad (2.29)$$

Traçando um paralelo com (2.24), a contribuição incremental de cada uma das seções anelares para o coeficiente de potência é dada por (2.30). O (C_P) para a seção transversal completa é dado pelo somatório da contribuição de cada uma das porções anelares, de acordo com (2.31).

$$C_p = \frac{dPot_e}{\frac{1}{2}\rho U_\infty^3 dA} \quad (2.30)$$

$$C_p = \frac{8}{\lambda^2} \int_0^\lambda a'(1-a)\lambda_r^3 d\lambda_r \quad (2.31)$$

Aplicando, novamente, a equação de conservação de energia nas seções imediatamente à barlavento e à sotavento do disco rotor para determinar a variação de pressão que ocorre entre estes pontos, chega-se no resultado equacionado em (2.32). A velocidade axial que passa por estas duas seções de controle permanece inalterada, enquanto que a velocidade radial relativa do ar em relação às pás do rotor é acrescida de (Ω) para $(\Omega+\omega)$ (MANWELL et al., 2009).

$$P_D^+ - P_D^- = \rho \left(\Omega + \frac{1}{2} \omega \right) \omega r^2 \quad (2.32)$$

Fazendo uma análise análoga à que foi feita para a teoria QML, pode-se equacionar a força axial infinitesimal (dT) exercida em cada uma das porções anelares consideradas, dada por (2.33). Este (dT) pode ser também expresso em função de (a) e (a') , lembrando que a velocidade induzida no rotor, para esta análise, inclui não apenas a porção axial ($U_\infty a$), mas também a porção radial ($r\Omega a'$). Este resultado é expresso por (2.34) (MANWELL et al., 2009).

$$dT = (P_D^+ - P_D^-) dA = \left[\rho \left(\Omega + \frac{1}{2} \omega \right) \omega r^2 \right] 2\pi r dr \quad (2.33)$$

$$dT = 4a'(1+a') \frac{1}{2} \rho \Omega^2 r^2 2\pi r dr = 4a(1-a) \frac{1}{2} \rho U_\infty^2 2\pi r dr \quad (2.34)$$

De (2.34), pode-se retirar a seguinte relação entre os fatores de indução axial e angular:

$$\frac{a(1-a)}{a'(1+a')} = \frac{\Omega^2 r^2}{U_\infty^2} = \lambda_r^2 \quad (2.35)$$

Com este resultado, podem-se relacionar as variáveis (a) e (a') para resolver a integral da equação (2.31), encontrando o coeficiente de potência total para um dado valor de raio. Pode-se calcular o valor do (C_P) máximo e para quais valores de (a), (a') e (λ_r) ele ocorre. Em resumo, o máximo (C_P) ocorre quando o termo [a'(1-a)] de (2.31) assume um valor máximo. Diferenciando a relação entre (a) e (a') dada por (2.35) em relação a (a) e igualando o resultado a zero, encontra-se (2.36), que fornece o valor de (a) que produz o máximo (C_P) para cada anel do disco (MANWELL et al., 2009).

$$\lambda_r^2 = \frac{(1-a)(4a-1)^2}{1-3a} \quad (2.36)$$

Combinando este resultado com (2.35), encontra-se a relação entre os fatores de indução axial (a) e angular (a') que fornece o máximo (C_P) para cada porção anelar do disco, dada por (2.37) (MANWELL et al., 2009).

$$a'_{(máx C_P)} = \frac{1-3a_{(máx C_P)}}{4a_{(máx C_P)}-1} \quad (2.37)$$

A solução da integral da equação (2.31) para vários valores de TSR, utilizando as relações para (a) e (a') que resultam na máxima eficiência do rotor, fornece os resultados expostos na figura 2.16. Estes são os valores que ocorrem para uma máquina ideal, ou seja, uma turbina que apresenta máxima produção de energia. É interessante notar como os resultados obtidos através da teoria QMA se aproximam assintoticamente do limite de Betz à medida que se aumenta o valor da TSR (λ), encontrado através da ótica da teoria QML, ou seja, esteira sem rotação. Em teoria, portanto, o valor máximo de produção de energia para uma máquina ideal ocorre para um valor infinito de TSR (MANWELL et al., 2009).

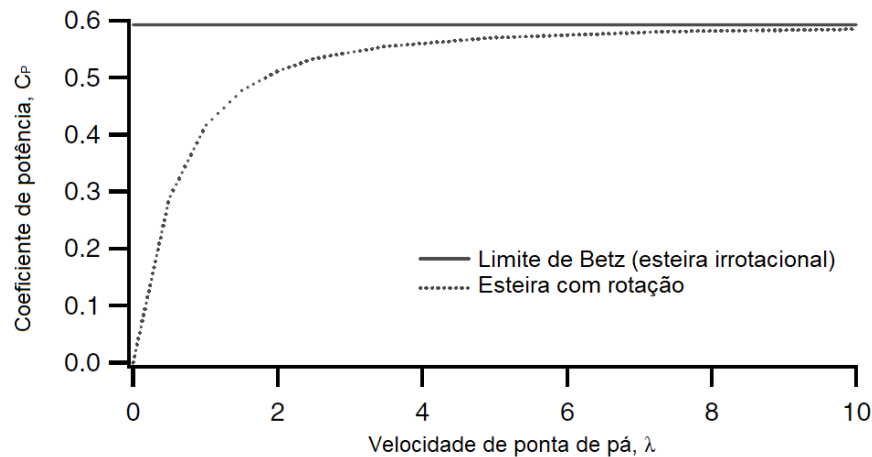


Figura 2.16 – Máximo coeficiente de potência teórico para uma turbina ideal (Fonte: adaptado de MANWELL et al., 2009)

2.5.3 Aerodinâmica de aerofólios

Aerofólios são estruturas com formato característico que, quando inseridas em escoamentos com orientação adequada, são submetidas a uma diferença de pressão entre suas superfícies inferior e superior, o que resulta no aparecimento de uma força de sustentação. Seu formato aerodinâmico é, portanto, utilizado para captação da energia do vento que através delas escoam (HANSEN, 2008).

Alguns conceitos básicos sobre estas estruturas aerodinâmicas e seu comportamento quando inseridos em um escoamento precisam ser compreendidos, de modo a avançar no estudo das teorias que estimam a máxima potência possível de ser extraída por meio de turbinas eólicas. Estes conceitos são provenientes de análises bidimensionais, o que fornece uma aproximação aceitável, mesmo que o escoamento não seja bidimensional na prática. Isso porque a estrutura longa e delgada das pás dá lugar a um escoamento cuja componente de velocidade na direção longitudinal das pás é insignificante frente à componente na direção transversal à esse vão (MANWELL et al., 2009; HANSEN, 2008).

Como estas são formas com geometria específica, alguns termos são utilizados para caracterizá-las. Estes termos podem ser observados na figura 2.17 e, de forma mais detalhada, são explicados nos itens a seguir (MANWELL et al., 2009):

- a) bordo de ataque: face frontal em relação ao escoamento incidente no aerofólio;
- b) bordo de saída: último ponto do aerofólio em que há passagem do escoamento;

- c) linha de curvatura: linha formada pelos pontos localizados na distância média entre as faces superior e inferior do aerofólio;
- d) linha de corda: linha reta que liga o bordo de ataque ao bordo de saída;
- e) corda (c): distância, medida ao longo da linha de corda, do bordo de ataque ao bordo de saída;
- f) curvatura: distância entre a linha de curvatura e a linha de corda, medida perpendicularmente à linha de corda;
- g) espessura: distância entre as superfícies superior e inferior, medida perpendicularmente à linha de corda;
- h) ângulo de ataque (α): ângulo entre a linha de corda e a direção de incidência do vento relativo (U_{rel}).

Para que seja possível descrever a totalidade de forças atuantes em um aerofólio, é preciso ainda que se defina um ponto em torno do qual a seção giraria quando da atuação de um momento proveniente da ação do vento incidente. Este ponto está, de acordo com Hansen (2008) e com Manwell et al. (2009), normalmente localizado na quarta parte da corda da seção do aerofólio, medido a partir do bordo de ataque.

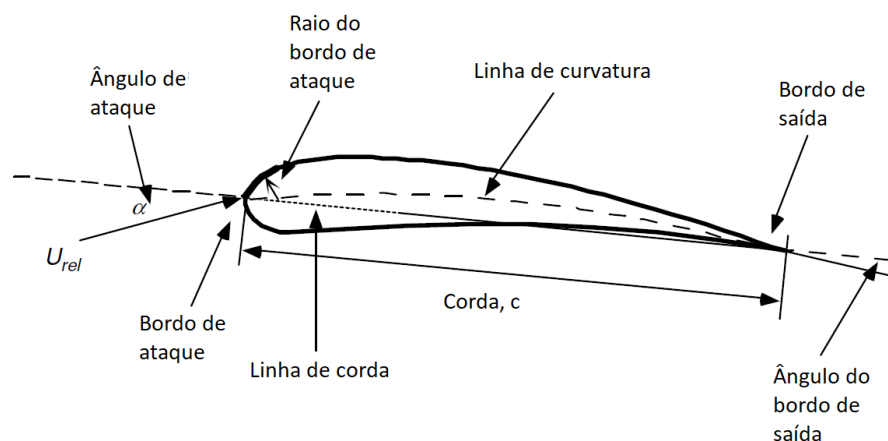


Figura 2.17 – Nomenclatura de aerofólios (Fonte: adaptado de MANWELL et al., 2009)

A seguir, serão abordadas as forças que atuam na superfície de aerofólios inseridos em escoamentos bidimensionais, além dos seus respectivos coeficientes adimensionais.

2.5.3.1 Forças de sustentação e arrasto e coeficientes adimensionais

Quando o escoamento incidente passa por um aerofólio, a sua geometria faz com que as linhas de fluxo se curvem para se moldar à sua forma. Na superfície superior, também chamada de face de sucção, o fluxo acelera e as linhas se tornam convexas devido ao gradiente de pressão que ali se desenvolve. O aumento de velocidade das linhas de fluxo vem, por consequência, acompanhado de uma queda na pressão, o que explica a denominação dada a esta face da seção. A face inferior, de forma análoga, chamada de face de sobrepressão, molda as linhas de fluxo tornando-as côncavas, desacelerando-as e, assim, causando um aumento de pressão.

São somadas a esses gradientes de pressão forças de fricção que atuam ao longo de toda a superfície do aerofólio, desacelerando as linhas de fluxo e criando uma região de camada limite, na qual a velocidade vai de zero (sobre a superfície do aerofólio) ao valor de velocidade da região não afetada pelas forças de fricção (MANWELL et al., 2009; HANSEN, 2008).

A diferença de pressão que aparece entre as duas faces do aerofólio, somada às forças de fricção, produz duas forças resultantes, mostradas na figura 2.18. Na direção perpendicular à do vento incidente, a força resultante, chamada de **força de sustentação** (F_L), é consequência direta da diferença de pressão entre as faces da seção. Ao longo da direção do escoamento incidente se desenvolve a força resultante chamada de **força de arrasto** (F_D), decorrente de dois aspectos, a depender do alinhamento da seção do aerofólio com o escoamento: quando esta se encontra alinhada com o fluxo incidente, a força de arrasto se deve quase que exclusivamente às forças de fricção; quando ela se encontra inclinada em relação ao escoamento, há também a contribuição da componente na direção do escoamento da diferença de pressão que aparece entre as faces do aerofólio (MANWELL et al., 2009; HANSEN, 2008).

Além das forças de arrasto e sustentação, surge ainda um momento atuando na seção, que tende a causar o giro desta em torno de um ponto, chamado de centro de pressão do aerofólio e cuja localização pode variar em função do autor que a define. Chamado de **momento de passo** (M_P), este se desenvolve devido à diferente atuação de pressões sobre a superfície do aerofólio (MANWELL et al., 2009).

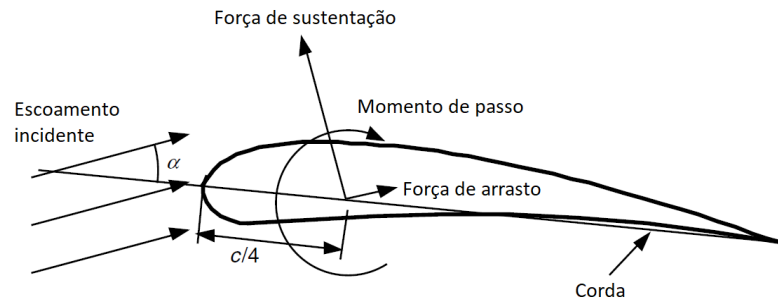


Figura 2.18 – Esquema de forças e momento atuantes na seção de um aerofólio inserido em um escoamento (Fonte: adaptado de MANWELL et al., 2009)

Manwell et al. (2009) fixam este centro de pressão na quarta parte da corda do aerofólio ($c/4$), como mostrado na figura 2.18. Já Ruano et al. (2012) definem que as forças aerodinâmicas serão aplicadas em um centro de pressão cuja localização (x_{CP}) (equação 2.38) depende do tamanho da corda (c) e dos coeficientes de momento (C_M) e de sustentação (C_L), que serão definidos a seguir.

$$x_{CP} = \left(\frac{1}{4} - \frac{C_M}{4C_L} \right) c \quad (2.38)$$

Alguns coeficientes adimensionais são utilizados para descrever as forças que atuam sobre um aerofólio, calculados com base em valores por unidade de comprimento de pá ($L_{pá}$), já que se referem a um escoamento considerado bidimensional. O coeficiente de sustentação (C_L), dado por (2.39), é definido como a razão entre a força de sustentação (F_L) e a força dinâmica do vento. Da mesma forma, o coeficiente de arrasto (C_D), dado por (2.40), representa a relação entre a força de arrasto (F_D) e a força dinâmica do vento. Finalmente, o coeficiente de momento de passo (C_M) é dado pela relação entre o momento de passo e o momento dinâmico do vento incidente, como em (2.41) (MANWELL et al., 2009).

$$C_L = \frac{F_L/L_{pá}}{\frac{1}{2} \rho U_\infty^2 c} = \frac{\text{força de sustentação/unid. de comprimento}}{\text{força dinâmica/unid. de comprimento}} \quad (2.39)$$

$$C_D = \frac{F_D/L_{pá}}{\frac{1}{2}\rho U_\infty^2 c} = \frac{\text{força de arrasto/unid. de comprimento}}{\text{força dinâmica/unid. de comprimento}} \quad (2.40)$$

$$C_M = \frac{M_P}{\frac{1}{2}\rho U_\infty^2 A_c c} = \frac{\text{momento de passo}}{\text{momento dinâmico}} \quad (2.41)$$

onde (A_c) é a área frontal do aerofólio projetada, dada por:

$$A_c = c \cdot L_{pá} \quad (2.42)$$

O fluxo de camada limite que se desenvolve em torno da seção do aerofólio pode ser laminar ou turbulento, caso em que se desenvolvem turbilhões. Como as linhas de fluxo aceleram e desaceleram, dependendo da curvatura do aerofólio, gradientes de pressão são observados ao longo do caminho dessas linhas de fluxo. Quando ocorre uma desaceleração das linhas de fluxo, ou seja, um gradiente crescente de pressão, somado à força de fricção na superfície do aerofólio, o escoamento “descola” desta superfície, causando uma condição chamada de estol, que ocasiona uma diminuição na força de sustentação e um aumento na força de arrasto (MANWELL et al., 2009).

De forma geral, o coeficiente de sustentação de um aerofólio cresce linearmente com o valor de (α) (ângulo de ataque), até atingir um valor máximo, a partir do qual decai exponencialmente (estol), como é mostrado na figura 2.19, para o aerofólio NACA 0012, considerando diversos valores de número de Reynolds. O escoamento em torno de um aerofólio pode ocorrer sob a forma de três regimes distintos: escoamento não-descolado, que ocorre para baixos ângulos de ataque (α); escoamento com alto coeficiente de sustentação/desenvolvimento de estol, para o qual a camada limite começa a descolar da superfície do aerofólio, e que ocorre para ângulos de ataque (α) intermediários; e escoamento com estol completamente desenvolvido (regime da placa plana), que se desenvolve para altos valores de ângulos de ataque (α), que vão de 45° (valor de C_L aproximadamente igual ao de C_D) a 90° ($C_L=0$ e C_D máximo) (MANWELL et al., 2009; HANSEN, 2008).

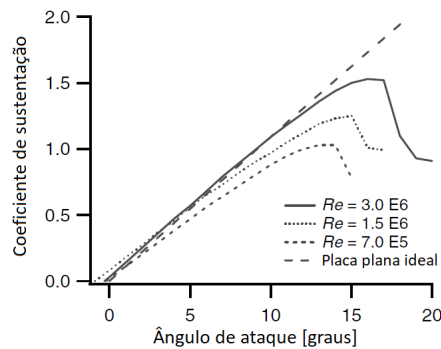


Figura 2.19 – Variação de (C_L) em função de (α) para o aerofólio NACA 0012 (Fonte: adaptado de MANWEL et al., 2009)

2.5.4 Teoria do tubo de vórtices

A teoria do tubo de vórtices se distancia das teorias da quantidade de movimento na medida em que descreve a extração de energia que ocorre no rotor do aerogerador através da formação de um conjunto de vórtices, e não mais através da queda de pressão que neste local ocorre (BURTON et al., 2011).

Da teoria QMA deriva o conceito de disco rotor, constituído de pás que giram com velocidade angular (Ω) constante. Da teoria dos vórtices decorre o conceito de circulação, utilizado para descrever o escoamento circulatório que se estabelece no entorno de seções com formato circular ou similar como, por exemplo, as pás de um rotor (formato de aerofólio). A circulação, dada por (2.43), é definida como a vorticidade integrada ao longo de uma superfície de contorno (dS). No caso de aerogeradores, este escoamento tem circulação de magnitude igual a (Γ) em torno das pás, constante ao longo de todo o raio do rotor. A teoria do tubo de vórtices, portanto, complementa a teoria QMA, agregando à esta o conceito de vorticidade (BURTON et al., 2011; IVANELL, 2009).

$$\Gamma = \oint \overrightarrow{U}_{circ} dS \quad (2.43)$$

onde:

$\overrightarrow{U}_{circ}$: velocidade ao longo da curva S [m/s];

Quando da passagem do escoamento através das pás do rotor, um sistema de vórtices é formado, composto por **vórtices de ponta** e **vórtices de base**. Os **vórtices de ponta**, desprendidos da

ponta das pás do rotor, têm maior intensidade e assumem uma trajetória helicoidal à sotavento do rotor, se deslocando com velocidade axial igual à velocidade de escoamento local e com circulação igual àquela estabelecida em torno das pás do rotor (Γ). Este sistema de vórtices acumulados ao longo da esteira demarca a fronteira do tubo de vórtices que dá nome à teoria (figura 2.20).

Somam-se aos anteriores os **vórtices de base**, que são resultado da circulação (Γ) que se dá em torno de cada uma das pás na região próxima ao eixo central do rotor e que, sobrepostos, dão resultado a uma linha de vórtices com circulação de magnitude dada pelo somatório das contribuições de cada uma das pás ($\Sigma\Gamma$), desenvolvendo uma trajetória linear ao longo do eixo da esteira (figura 2.20) (BURTON et al., 2011; HANSEN, 2008).

O escoamento que se estabelece na esteira, composto pelo sistema de vórtices, expande-se em diâmetro ao longo do desenvolvimento da esteira, devido à diminuição da velocidade que se dá nessa região. Assume-se, entretanto, que o diâmetro se mantém constante, aproximação que simplifica o problema, como mostrado na figura 2.20. Além disso, assume-se que, exceto pelas regiões da esteira por onde passa a trajetória desenvolvida pelo sistema de vórtices, o escoamento permanece irrotacional. Mesmo com estas limitações, a teoria fornece resultados bastante acurados (BURTON et al., 2011).

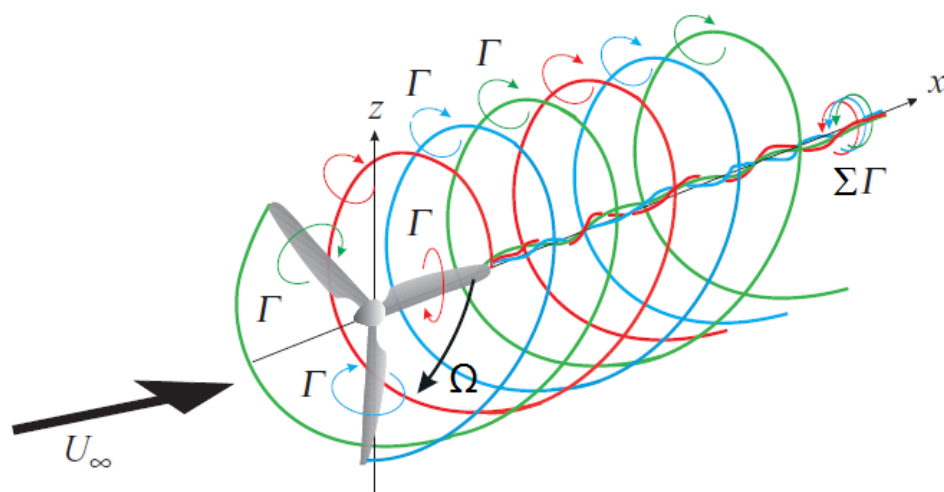


Figura 2.20 – Padrão helicoidal do escoamento na esteira do tubo de vórtices (Fonte: adaptado de BURTON et al., 2011; IVANELL, 2009)

A base da teoria encontra-se na determinação das velocidades induzidas no escoamento da esteira devidas ao sistema de vórtices gerado no escoamento. Na superfície ligeiramente à sotavento da superfície do rotor, uma velocidade axial é induzida, com sentido oposto à direção de incidência do vento e de valor constante ao longo de toda essa superfície. Essa velocidade induzida surge devido ao desprendimento de vórtices que se dá nas pás do rotor, tendo sua magnitude dada pelo fator de indução axial (a), igual a $(-aU_\infty)$. Da mesma forma, a velocidade axial induzida na esteira distante tem magnitude igual a $(-2aU_\infty)$. Analogamente, os vórtices de base são os principais responsáveis pela indução de uma velocidade radial na superfície logo à sotavento do rotor, determinada com base no fator de indução angular (a'), de magnitude igual a $(a'\omega r)$, que age de forma a desacelerar o movimento de rotação da esteira (direção contrária à direção de rotação das pás). Na esteira distante, este valor tem o dobro da magnitude $(2a'\omega r)$ (HANSEN, 2008).

O cilindro de seção variável que se forma na região da esteira apresenta uma vorticidade de fronteira de magnitude dada por $(g = d\Gamma/dn)$, onde (n) é a direção na superfície do tubo normal à direção da circulação (Γ) . Considerando a presença das pás do rotor, pode-se determinar a circulação total $(\sum\Gamma)$ gerada por estas pás, relacionando este valor com os fatores de indução axial (a) e angular (a'). Esta circulação alimenta a esteira através de uma taxa constante por revolução (BURTON et al., 2011).

Os resultados verificados através da teoria do tubo de vórtices corroboram aqueles já encontrados através das teorias da quantidade de movimento. Além de validar conceitos teóricos previstos por estas teorias, iguais equações para determinação de torque (Q), força axial (T), potência extraída (Pot_e), coeficiente de potência (C_P) e coeficiente de empuxo (C_T), são encontradas. Mesmo com a desconsideração da expansão da esteira, a teoria do tubo de vórtices fornece resultados totalmente alinhados com aqueles provenientes das teorias da quantidade de movimento e ainda acrescenta informações sobre particularidades do escoamento que não haviam sido abordadas até então (BURTON et al., 2011).

2.5.5 Teorias do elemento de pá do rotor

As duas teorias que serão descritas a seguir têm como base os conceitos desenvolvidos nas teorias descritas nos itens anteriores e têm como objetivo determinar a performance do rotor de uma turbina eólica, bem como o formato aerodinâmico ótimo da seção transversal das pás do rotor para que se estabeleça a máxima extração de energia, Agregando resultados obtidos nas

teorias anteriores com a análise das forças de arrasto e sustentação que atuam em cada seção transversal das pás do rotor localizadas em um raio (r) e juntando isso a dados referentes a análises bidimensionais de aerofólios, é possível calcular as dimensões e ângulos ótimos na geometria das pás, para condições de escoamento determinadas (MANWELL et al., 2009; BURTON et al., 2011).

A **teoria do elemento de pá** faz uma análise das forças e fenômenos locais que atuam em uma seção da pá do rotor. A **teoria da quantidade de movimento do elemento de pá**, conhecida pelo termo em inglês *Blade Element Momentum Theory* (BEM), agrega conceitos da teoria do elemento de pá com aqueles provenientes das teorias da quantidade de movimento, determinando a capacidade do rotor de extrair energia do vento baseado na forma da seção transversal de suas pás (aerofólios) (MANWELL et al., 2009; HANSEN, 2008).

Os próximos itens abordarão a Teoria do Elemento de Pá, seguida do dimensionamento ótimo com base nesta teoria e, a seguir, será abordada a Teoria BEM, bem como o dimensionamento de uma pá com base nesta teoria.

2.5.5.1 Teoria do elemento de pá

As forças que atuam nas pás do rotor são determinadas para (N) elementos localizados em um raio (r), com espessura (dr) (figura 2.21), expressas com base nos coeficientes de arrasto (C_D), sustentação (C_L) e ângulo de ataque (α) do vento, tendo como base duas suposições: (1) não há interação aerodinâmica entre os diversos elementos de pá, ou seja, não há fluxo radial e (2) as forças atuantes nestes elementos são determinadas com base apenas nas características de arrasto e sustentação dos aerofólios que formam a seção transversal das pás (BURTON et al., 2011; MANWELL et al., 2009).

Por definição, as forças de arrasto e sustentação são, respectivamente, paralelas e perpendiculares ao vento incidente. Quando se trata de turbinas eólicas, no entanto, o vento adquire uma velocidade relativa cuja direção encontra-se inclinada em relação à sua direção de fluxo livre, em função do movimento de rotação desenvolvido pelas pás do rotor. Essa velocidade relativa é dada pela soma vetorial da velocidade axial do fluxo sem rotação à barlavento do rotor, igual a $U_\infty(1-a)$, com a velocidade tangencial desenvolvida pelas pás do rotor em relação ao escoamento que por elas passam. Esta, por sua vez, é dada pela soma vetorial entre a velocidade tangencial efetiva de rotação das pás, igual a (Ωr) , e a velocidade tangencial induzida devido à rotação do escoamento da esteira logo à sotavento do plano do

rotor, igual a $(\Omega a' r)$. A velocidade tangencial total é, portanto, igual a $\Omega r(1+a')$ (MANWELL et al., 2009).

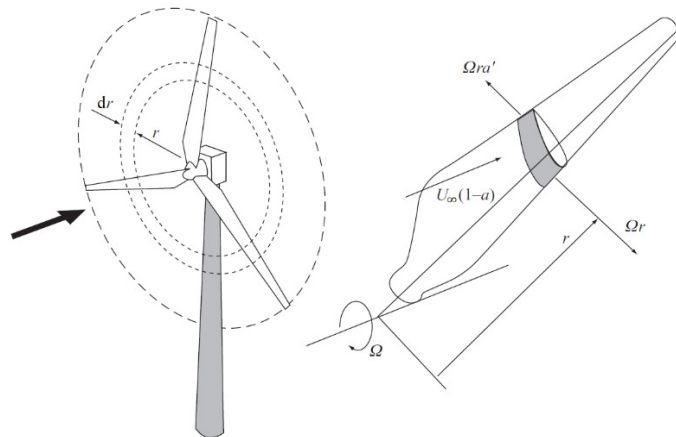


Figura 2.21 – Esquema dos elementos de pá do rotor (Fonte: BURTON et al., 2011)

A figura 2.22 mostra as forças atuantes na seção transversal (aerofólio) de uma pá de rotor vista de cima, bem como os diversos ângulos utilizados para determinar a direção de incidência destas forças.

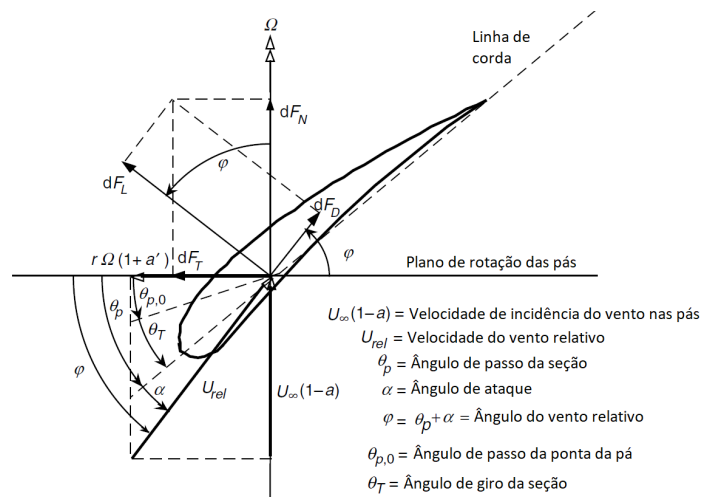


Figura 2.22 – Geometria da seção de pá de um rotor utilizada na Teoria do elemento de pá (Fonte: adaptado de MANWELL et al., 2009)

Na figura 2.22, são representados alguns vetores. $U_\infty(1-a)$ é a velocidade do vento incidente à barlavento da turbina e (U_{rel}) é a velocidade na direção do vento relativo, determinada da forma como foi abordado anteriormente. Os vetores (dF_L) e (dF_D) são, respectivamente, as forças incrementais de sustentação e arrasto da seção e (dF_N) e (dF_T) são, respectivamente, a decomposição destas forças de arrasto e sustentação na direção normal ao plano de rotação, contribuindo para o empuxo exercido na turbina, e na direção tangencial ao plano de rotação, estando ligada à geração de torque, contribuindo diretamente para a rotação das pás do rotor. Pode-se retirar as seguintes relações entre os vetores de velocidade e alguns ângulos conhecidos:

$$\tan \varphi = \frac{U_\infty(1-a)}{\Omega r(1+a')} = \frac{1-a}{(1+a')\lambda_r} \quad (2.44)$$

$$U_{rel} = \frac{U_\infty(1-a)}{\sin \varphi} \quad (2.45)$$

Das combinação das equações (2.44) e (2.45) com as definições dos ângulos da figura 2.22, pode-se retirar as seguintes relações para as forças incrementais atuantes na seção:

$$dF_L = C_L \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 c dr \quad (2.46)$$

$$dF_D = C_D \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 c dr \quad (2.47)$$

$$dF_N = dF_L \cos \varphi + dF_D \sin \varphi \quad (2.48)$$

$$dF_T = dF_L \sin \varphi - dF_D \cos \varphi \quad (2.49)$$

Assim, as forças resultantes incrementais que atuam em cada seção de pá considerada, nas direções normal (dF_N) e tangencial (dF_T), são, respectivamente:

$$dF_N = \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 (C_L \cos \varphi + C_D \sin \varphi) c dr \quad (2.50)$$

$$dF_T = \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 (C_L \sin \varphi - C_D \cos \varphi) c dr \quad (2.51)$$

Para um rotor com (B) pás, a força axial e o torque incremental são dados por uma adequação nas equações das forças incrementais normal e tangencial em cada seção:

$$dT = B dF_N = B \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 (C_L \cos \varphi + C_D \sin \varphi) c dr \quad (2.52)$$

$$dQ = B r dF_T = B \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 (C_L \sin \varphi - C_D \cos \varphi) c r dr \quad (2.53)$$

Esta teoria, portanto, fornece a força axial e o torque incrementais relativos à cada uma das (N) seções nas quais são divididas as pás do rotor, calculadas com base na geometria das pás e nas características de arrasto (C_D) e sustentação (C_L) dos aerofólios que formam a seção das pás. É interessante notar que o coeficiente de arrasto atua de forma a diminuir o torque nas pás do rotor, em maior proporção quanto maior for seu valor, ao mesmo tempo que incrementa o valor da força axial (MANWELL et al., 2009).

2.5.5.2 Dimensionamento ótimo de Betz

A combinação das equações das teorias da quantidade de movimento com as equações da teoria do elemento de pá, sem considerar a rotação da esteira, resultam no método conhecido como

‘dimensionamento ótimo de Betz’. Este método fornece a geometria ótima que garante a máxima extração de energia do vento por parte de um determinado número de pás (B) do rotor e para um dado TSR (λ), raio de rotor (R) e uma forma de aerofólio com características de arrasto (C_D) e sustentação (C_L) conhecidas (MANWELL et al., 2009).

Da teoria da quantidade de movimento, sabe-se que a máxima potência ocorre para um fator de indução axial (a) de valor igual a 1/3. Assume-se, junto a isto, que o arrasto é insignificante e que pode ser considerado igual a zero ($C_D=0$). Assume-se ainda que não há rotação na esteira ($a'=0$) e que não existem perdas em função do número finito de pás, além de não haver interação radial entre os diversos elementos de pá. Desta forma, para um aerofólio conhecido, deve ser escolhido um ângulo de ataque (α) que maximize a relação (C_L/C_D), de modo a se aproximar o máximo possível da hipótese de arrasto nulo (MANWELL et al., 2009).

O dimensionamento ótimo de Betz consiste em combinar as equações referentes à força axial provenientes das teorias da quantidade de movimento com as equações da teoria do elemento de pá. Assim, da equação (2.34) da teoria QMA, adotando $a=1/3$, tem-se que:

$$dT = \frac{8}{9} \rho U_{\infty}^2 \pi r dr \quad (2.54)$$

Da mesma forma, adotando, $C_D=0$ e substituindo na equação (2.52), resulta em:

$$dT = B \frac{1}{2} \rho U_{rel}^2 (C_L \cos \varphi) cdr \quad (2.55)$$

Outras duas relações que resultam da teoria do elemento de pá também serão úteis na combinação das equações acima: a equação (2.45), que relaciona a velocidade de fluxo livre (U_{∞}) com a velocidade do vento relativo (U_{rel}) e a equação (2.44), que relaciona o ângulo do vento relativo (φ) com a velocidade local de pá (λ_r). Assume-se, em ambas, que $a=1/3$ e que $a'=0$. Tem-se, assim, que:

$$U_{rel} = \frac{2U_{\infty}}{3 \sin \varphi} \quad (2.56)$$

$$\tan \varphi = \frac{2}{3\lambda_r} \quad (2.57)$$

Igualando as equações (2.54) e (2.55) e combinando o resultado com (2.56), chega-se à seguinte equação:

$$\frac{C_L B c}{4\pi r} = \tan \varphi \sin \varphi \quad (2.58)$$

Substituindo (2.57) na equação acima, pode-se encontrar o valor ótimo da corda para cada uma das seções da pá. Este resultado é dado por (2.59). Além disso, de (2.57) retira-se também o valor do ângulo do vento relativo ótimo para cada seção do rotor, dado por (2.60).

$$c = \frac{8\pi r \sin \varphi}{3B C_L \lambda_r} \quad (2.59)$$

$$\varphi = \tan^{-1} \left(\frac{2}{3\lambda_r} \right) \quad (2.60)$$

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

A teoria BEM é desenvolvida com base no mesmo raciocínio que dá origem às equações do dimensionamento ótimo de Betz. Neste caso, entretanto, são considerados os efeitos de rotação da esteira, do arrasto, além das perdas devido ao número finito de pás no rotor. A assunção de que não há interação radial entre os diversos elementos de pá considerados, entretanto, continua sendo feita (MANWELL et al., 2009; BURTON et al., 2011).

Combinam-se as equações que resultam das teorias da quantidade de movimento com aquelas provenientes da teoria do elemento de pá. Da teoria QMA, provêm as equações (2.27) e (2.34)

que definem as forças infinitesimais de torque (dQ) e axial (dT), respectivamente. Da teoria do elemento de pá, três resultados importantes são utilizados. Nas equações (2.52) e (2.53) substitui-se o resultado explicitado em (2.45), de modo a retirar o termo da velocidade do vento relativo (U_{rel}), ficando com as equações (2.61) e (2.62), que fornecem, respectivamente, a força axial (dT) e o torque (dQ) infinitesimais, escritas em função da solidez local (σ') de cada seção (definida pela equação 2.6).

$$dT = \sigma'(r)\pi\rho \frac{U_{\infty}^2(1-a)^2}{\sin^2 \varphi} (C_L \cos \varphi + C_D \sin \varphi)r dr \quad (2.61)$$

$$dQ = \sigma'(r)\pi\rho \frac{U_{\infty}^2(1-a)^2}{\sin^2 \varphi} (C_L \sin \varphi - C_D \cos \varphi)r^2 dr \quad (2.62)$$

Mesmo que a teoria considere a presença do arrasto não nulo, é prática comum zerá-lo nos cálculos, já que seu valor é insignificante frente ao valor do coeficiente de sustentação, o qual chega a ser centenas de vezes maior que aquele em alguns casos (MANWELL et al., 2009; BURTON et al., 2011). Sendo assim, equacionam-se os resultados obtidos em (2.27) e (2.62) e, considerando $C_D=0$, obtém-se:

$$\frac{a'}{(1-a)} = \frac{\sigma'(r)C_L}{4\lambda_r \sin \varphi} \quad (2.63)$$

Da mesma forma, igualando as equações referentes à força axial (2.34 e 2.61) e considerando novamente o coeficiente de arrasto igual a zero, tem-se:

$$\frac{a}{(1-a)} = \frac{\sigma'(r)C_L \cos \varphi}{4 \sin^2 \varphi} \quad (2.64)$$

Estes dois resultados, combinados com (2.44), fornecem algumas relações úteis, equacionadas a seguir:

$$C_L = 4 \sin \varphi \frac{(\cos \varphi - \lambda_r \sin \varphi)}{\sigma'(r)(\sin \varphi + \lambda_r \cos \varphi)} \quad (2.65)$$

$$\frac{a'}{(1 + a')} = \frac{\sigma' C_L}{4 \cos \varphi} \quad (2.66)$$

$$\frac{a}{a'} = \frac{\lambda_r}{\tan \varphi} \quad (2.67)$$

$$a = \frac{1}{[1 + 4 \sin^2 \varphi / (\sigma' C_L \cos \varphi)]} \quad (2.68)$$

$$a = \frac{1}{[(4 \cos \varphi / \sigma'(r) C_L) - 1]} \quad (2.69)$$

A partir dessas equações, existem diversos métodos, iterativos ou gráficos, desenvolvidos para determinar as forças (C_L) e as condições de fluxo (a) e (a') com base em uma geometria e velocidade de ponta de pá pré-definidas. Para uma leitura mais aprofundada sobre estes métodos, pode-se consultar o trabalho de Manwell et al. (2009).

Deve ainda ser considerada a perda devido ao fenômeno que ocorre nas pontas das pás, que provoca a diminuição da sustentação neste local. Isto é feito através do acréscimo de um termo de perda nas equações da teoria BEM. Este procedimento não está, entretanto, descrito neste trabalho. Para informações mais detalhadas sobre os métodos de solução das equações da teoria BEM e sobre o fator de perda de ponta de pá, pode-se consultar os textos de Manwell et al. (2009) e de Burton et al. (2011).

Uma vez que se encontram, através de algum dos métodos de solução descritos na bibliografia, os coeficientes de sustentação (C_L), arrasto (C_D), fatores de indução axial (a) e angular (a') que descrevem o escoamento, pode-se calcular o coeficiente de potência (C_P) (equação 2.70), determinando a performance do rotor em análise. Este coeficiente é calculado utilizando da

mesma equação encontrada através da teoria QMA, com um termo referente aos coeficientes de sustentação e arrasto que, mesmo tendo sido considerado igual a zero anteriormente, é incluído nesta equação, na qual (λ_h) é a velocidade local de pá do elemento localizado no raio referente à porção mais interna da pá (que não necessariamente é o centro do plano de giro do rotor). A variação de (C_p) em relação ao TSR, chamada de curva de performance da turbina, é mostrada na figura 2.23, que torna nítida a existência de uma faixa ótima de operação de velocidades de ponta de pá (MANWELL et al., 2009).

$$C_p = \frac{8}{\lambda^2} \int_{\lambda_h}^{\lambda} a'(1-a)\lambda_r^3 [1 - (C_D/C_L) \cot \varphi] d\lambda_r \quad (2.70)$$

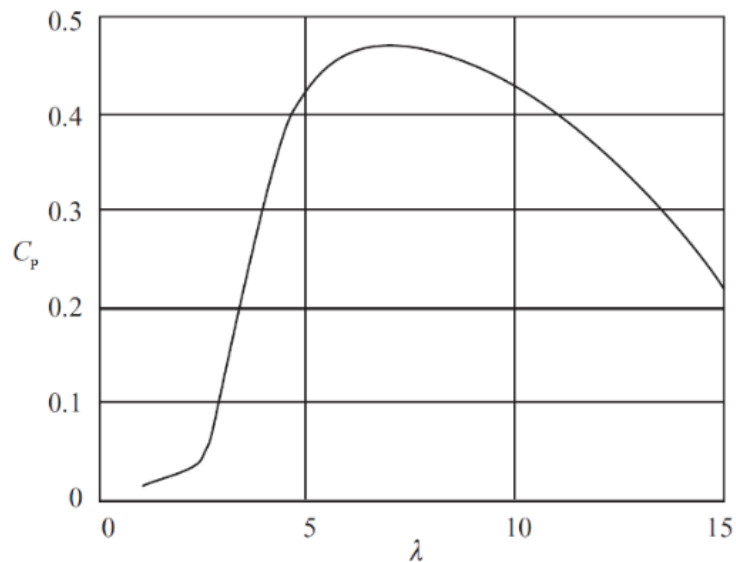


Figura 2.23 – Variação do coeficiente de potência em função do TSR
(Fonte: BURTON et al., 2011)

Alternativamente, o coeficiente de potência (C_p) também pode ser calculado através da equação descrita a seguir, dada em função do ângulo do vento relativo (φ):

$$C_p = \frac{8}{\lambda^2} \int_{\lambda_h}^{\lambda} \sin^2 \varphi (\cos \varphi - \lambda_r \sin \varphi)(\sin \varphi + \lambda_r \cos \varphi) [1 - (C_D/C_L) \cot \varphi] \lambda_r^2 d\lambda_r \quad (2.71)$$

2.5.5.4 Dimensionamento ótimo com base na Teoria BEM

A teoria BEM, da ótica como foi apresentada, fornece as condições de força e de escoamento para uma turbina existente, cuja geometria é conhecida. O procedimento inverso, entretanto, é de maior interesse neste trabalho. Sendo assim, este item aborda o projeto de um rotor tendo como ponto de partida as condições do escoamento e utilizando como base as equações da teoria BEM, apresentadas anteriormente. Lembra-se, ainda, que os efeitos devidos às perdas na ponta das pás não são considerados e que, além disso, o arrasto é igualado a zero. O efeito da rotação da esteira, por outro lado, é considerado.

O dimensionamento ótimo tem como objetivo retornar a máxima potência disponível no vento. Sendo assim, pode-se tomar a equação do coeficiente de potência (C_P), dada por (2.71) e diferenciá-la em relação ao ângulo do vento relativo (φ), igualando-a, em seguida, a zero, de forma a encontrar a máxima potência disponível. O procedimento detalhado pode ser consultado no texto de Manwell et al. (2009).

Após algumas manipulações algébricas, obtêm-se as equações (2.72) e (2.73), que fornecem, respectivamente, os valores do ângulo de incidência do vento relativo (φ) e o tamanho da corda (c) de cada uma das seções nas quais a pá é dividida e que devem ser utilizadas de forma iterativa até que se encontrem valores estáveis, já que o valor do coeficiente de sustentação (C_L) é função da dimensão da corda (c) do aerofólio, a qual se quer determinar.

$$\varphi = \frac{2}{3} \tan^{-1} \left(\frac{1}{\lambda_r} \right) \quad (2.72)$$

$$c = \frac{8\pi r}{B C_L} (1 - \cos \varphi) \quad (2.73)$$

2.5.6 Esteira aerodinâmica

O escoamento à sotavento de turbinas eólicas, conhecido por **esteira aerodinâmica**, é subdividido em **esteira próxima** e **esteira distante**. Essa divisão tem como critério, basicamente, a influência do rotor no escoamento, a distância a partir deste e a intensidade de turbulência no escoamento. Este escoamento tem seu comportamento parcialmente explicado pelos resultados provenientes da teoria BEM. Através do estudo da teoria é possível

compreender, por exemplo, a redução de velocidade à sotavento do rotor, equacionada pelos fatores de indução, que ocorre devido à transformação de energia que se dá neste local; fica também esclarecida a origem da rotação e expansão da esteira, além da turbulência proveniente do aparecimento dos vórtices, entre outros. Entretanto, existem outros inúmeros fenômenos que ocorrem nessa região que ainda não são em sua totalidade compreendidos (MANWELL et al., 2009).

A exemplo de fenômenos que vêm sendo estudados apenas mais recentemente está a interação entre turbinas em parques eólicos. Aerogeradores são máquinas sensíveis às condições aerodinâmicas do escoamento incidente: pequenas alterações neste produzem elevadas alterações na eficiência daquelas. O agrupamento de aerogeradores traz benefícios tais como a redução de custos com obras civis e utilização do terreno mas, em contrapartida, cria problemas decorrentes das condições que se estabelecem no escoamento da esteira (diminuição da velocidade do escoamento e aumento da turbulência), que diminuem a vida útil das máquinas e a capacidade de geração de energia (JIMÉNEZ et al., 2010; SANDERSE, 2009; VERMEER et al., 2003).

Além da perda de potencial de geração de energia no escoamento da esteira decorrente do agrupamento de aerogeradores em parques eólicos, surge a necessidade de estudar o *layout* que proporciona o máximo aproveitamento do vento local, manipulando espaçamento e disposição das turbinas e minimizando, assim, a interação entre elas. A operação de turbinas em *yaw* diminui os indesejáveis efeitos de interação e tem se mostrado uma solução bastante simples e promissora. Quando estas máquinas operam de maneira oblíqua em relação ao vento incidente, ocorre uma diminuição da energia extraída e uma deflexão da esteira à sotavento é induzida (figura 2.24).

A compreensão do modo como se dá esta deflexão e o conhecimento das características da esteira em turbinas que operam em *yaw* permite prever o comportamento de máquinas que se encontram inseridas neste escoamento, além de permitir que se desenvolvam sistemas de controle que manipulam o ângulo de *yaw* com o intuito de diminuir os efeitos de esteira em turbinas à sotavento, aumentando a eficiência dos parques como um todo. Esse assunto tem sido estudado por diversos autores, a exemplo de Jiménez et al. (2010), Bastankhah e Porté-Agel (2016) e Qian e Ishihara (2018).

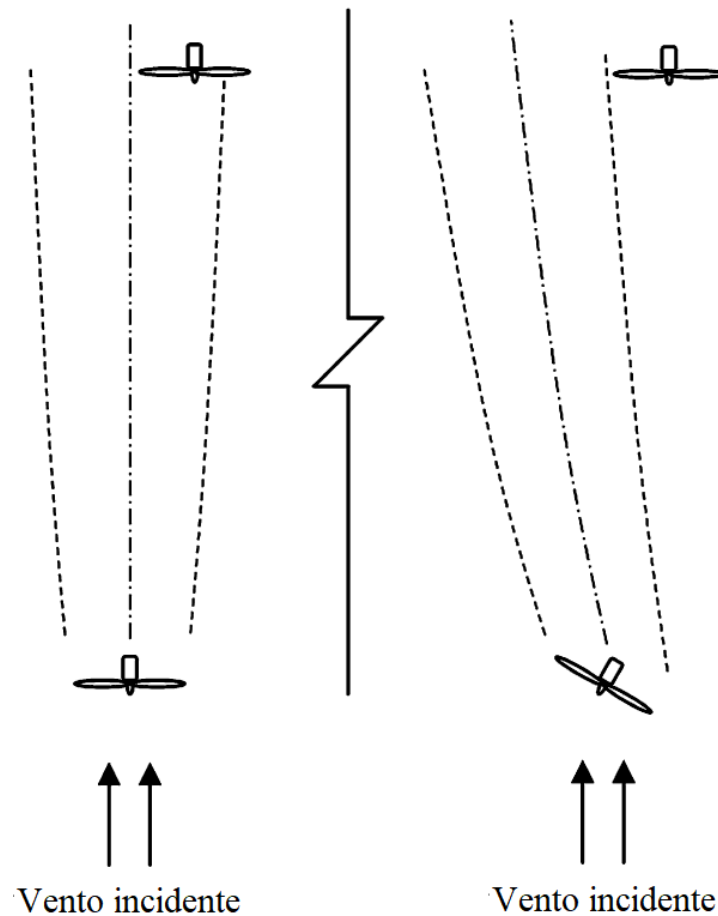


Figura 2.24– Deflexão da esteira de uma turbina operando com *yaw*
(Fonte: adaptado de JIMÉNEZ et al., 2010)

Os itens a seguir, portanto, fazem um breve apanhado das principais características das principais regiões da esteira (próxima e distante), das características de esteiras de turbinas que operam em *yaw* e dos modelos de deflexão desenvolvidos por Jiménez et al. (2010), Bastankhah e Porté-Agel (2016) e Qian e Ishihara (2018), que serão utilizados posteriormente para fins de comparação com resultados experimentais.

2.5.6.1 Esteira próxima

A esteira próxima é a região localizada entre o rotor e uma distância que varia de um diâmetro de rotor (1 D) a cinco diâmetros de rotor (5 D), a depender das condições do escoamento (VERMEER et al., 2003; CRESPO et al., 1999). Nesta região, as características aerodinâmicas do rotor exercem influência direta sobre o escoamento, a exemplo do conjunto de vórtices gerado nas pás do rotor e transportado ao longo da esteira pelo fluxo axial e rotacional, os quais afetam diretamente as condições de fluxo (MANWELL et al., 2009).

Os esforços intelectuais empregados no desenvolvimento deste assunto são voltados, em sua maioria, para a performance da turbina no processo físico de extração de energia do vento (VERMEER et al., 2003). Desta forma, é necessário compreender mais sobre o que ocorre no escoamento da esteira, após a passagem pelo plano do rotor.

De forma resumida, esta é uma região na qual se desenvolve um déficit de velocidade, devido aos gradientes de pressão, que se torna menos expressivo quanto maior a distância à sotavento do plano do rotor. A evolução dos perfis de déficit de velocidade ao longo da esteira se dá, de forma aproximada, como mostrado na figura 2.25.

A diferença de velocidades entre os escoamentos que se encontram dentro e fora da esteira faz com que apareça uma camada de cisalhamento, que engloba este escoamento dentro da esteira. Na fronteira entre as regiões interna e externa aparecem turbilhões, que ajudam a misturar os escoamentos provenientes destes dois locais, transferindo quantidade de movimento da região externa com maior velocidade para a região interna com menor velocidade. Esta mistura gerada pela turbulência atua no sentido de acelerar a recuperação das condições do escoamento não perturbado. O déficit de velocidades, por exemplo, apresenta um valor máximo localizado dentro da região da esteira próxima, a uma distância à sotavento do plano do rotor que está atrelada às condições de turbulência locais, ou seja, será tanto maior quanto menor for a intensidade de turbulência do escoamento (SANDERSE, 2009).

A fronteira formada nas “paredes” da esteira vai se tornando mais espessa à medida que o escoamento flui à sotavento do rotor, expandindo radialmente em direção ao eixo da esteira até um ponto no qual estas camadas se tocam (figura 2.25), o que demarca o final da região chamada de esteira próxima (SANDERSE, 2009). Isto ocorre, de acordo com Crespo et al. (1999), a uma distância de aproximadamente 2-5 D.

Devido à adição do gradiente de velocidades presente no escoamento ambiente de CLA ao gradiente que se desenvolve nas fronteiras da camada cisalhante, observa-se uma não-simetria em relação às condições do escoamento na esteira entre as partes superior e inferior desta. Por isso ocorrem dois picos tanto no déficit de velocidade quanto na intensidade de turbulência, de maior valor para a parte superior da camada cisalhante e localizados, aproximadamente, no vão médio das pás do rotor (SANDERSE, 2009; MAGNUSSON; SMEDMAN, 1999).

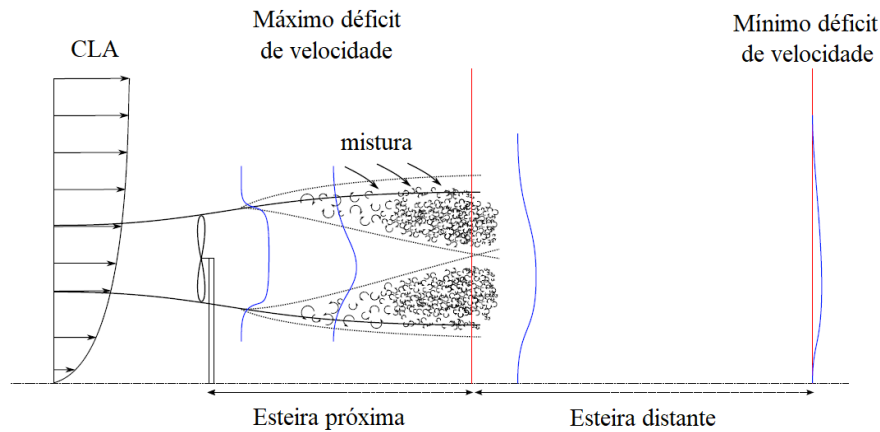


Figura 2.25 – Evolução dos perfis de déficit de velocidade (azul) e da presença de turbulência na esteira de TEEH's (Fonte: adaptado de SANDERSE, 2009)

2.5.6.2 Esteira distante

A esteira distante é a região além da esteira próxima, na qual efeitos de maior porte assumem importância, como a interferência entre esteiras (figura 2.26) e efeitos topográficos (figura 2.27) (SANDERSE, 2009).



Figura 2.26 – Interação entre esteiras em um parque eólico *offshore* (Fonte: IVANELL, 2009)

Grande parte da turbulência e vorticidade desenvolvidas no escoamento são dissipadas ao longo da esteira próxima, chegando na esteira distante com perfis de velocidade e intensidade de

turbulência mais bem distribuídos. O processo de mistura e difusão continua a ocorrer na região da esteira distante até um ponto no qual não há mais variação na intensidade de turbulência e no déficit de velocidade observados (MANWELL et al., 2009).

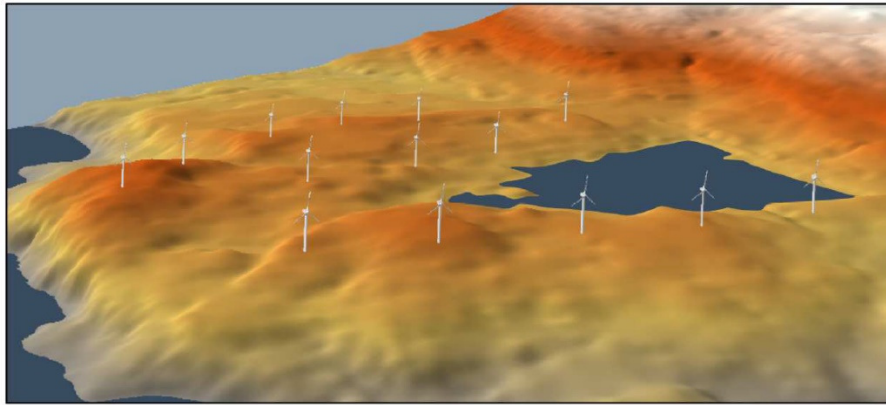


Figura 2.27 – Parque eólico instalado em terreno complexo (Fonte: SEIM, 2015)

Os dois picos de intensidade de turbulência e déficit de velocidade observados na região da esteira próxima juntam-se na região da esteira distante, resultando em um único pico, de menor valor absoluto que aquele dois, localizado um pouco acima do eixo da esteira, devido à não simetria do escoamento incidente (VERMEER et al., 2003; SANDERSE, 2009).

Mesmo com esta assimetria dos perfis de déficit de velocidade na esteira, costuma-se representa-los através de distribuições normais para distâncias longitudinais dentro da esteira distante. Esta forma gaussiana dos perfis foi observada em medições em túnel de vento (CHAMORRO; PORTÉ-AGEL, 2009; INESTROZA, 2017) e representada através de diversos modelos analíticos (BASTANKHAH; PORTÉ-AGEL, 2014; QIAN; ISHIHARA, 2017; QIAN; ISHIHARA, 2018), o que a torna adequada para tanto.

Diversos autores realizaram estudos experimentais para determinar a evolução de certos parâmetros na esteira aerodinâmica de aerogeradores. A depender do parâmetro considerado, a distância para a perda de relevância varia. O decaimento do déficit de velocidade, por exemplo, é mais rápido que o da intensidade de turbulência (VERMEER et al., 2003; SANDERSE, 2009). Højstrup (1999) encontrou resultados que indicaram que a turbulência gerada pela esteira é ainda detectada a uma distância de $15D$ à sotavento do plano de rotação. Já Chamorro e Porté-

Agel (2009) concluíram que os efeitos de esteira (déficit de velocidade e aumento na intensidade de turbulência) não são negligenciáveis nem mesmo para uma distância de 15D.

2.5.6.3 Deflexão da esteira

Como já abordado, quando um aerogerador opera com ângulo de *yaw* em relação ao vento incidente, uma deflexão da esteira à sotavento é induzida. Em decorrência disso, diversas alterações no escoamento são observadas: forma dos perfis de velocidade e intensidade de turbulência, amplitude dos máximos déficits de velocidade e acréscimo na intensidade de turbulência, a trajetória do ponto central da esteira no plano, entre outros. Embora seja difícil prever com acurácia a deflexão da esteira, devido à influência de diversos fatores, é relativamente simples, através da teoria, compreender o motivo por que ela ocorre: quando o eixo da turbina não está alinhado com a direção do vento incidente, a força exercida pelo rotor no escoamento adquire uma componente transversal, além da longitudinal, como mostrado na figura 2.28. Esta força transversal é responsável por induzir uma velocidade na direção transversal, o que ocasiona a deflexão da esteira (JIMÉNEZ et al., 2010; BASTANKHAH; PORTÉ-AGEL, 2016; QIAN; ISHIHARA, 2018).

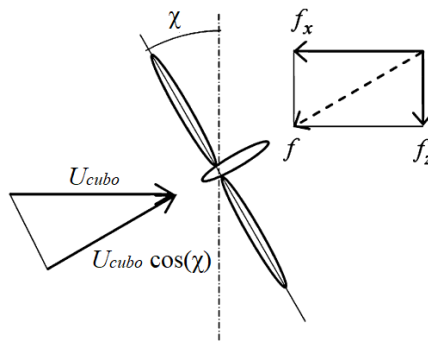


Figura 2.28 – Decomposição de forças na direção axial em uma turbina operando com *yaw* (Fonte: adaptado de JIMÉNEZ et al., 2010)

Para compreender o comportamento da esteira de turbinas operando com *yaw*, a evolução das condições do escoamento ao longo da esteira é estudada, através de modelos numéricos, ensaios experimentais ou ambos, de forma que um valida o outro e se torna possível propor modelos analíticos simples e de baixo custo computacional, de extrema importância na aplicação em sistemas de controle de *yaw* de parques eólicos (JIMÉNEZ et al., 2010; BASTANKHAH; PORTÉ-AGEL, 2016; QIAN; ISHIHARA, 2018).

Estes modelos analíticos, conforme apontado por Qian e Ishihara (2018), focam principalmente nos perfis de velocidade, deixando de lado a análise dos perfis de intensidade de turbulência, mesmo sendo este um parâmetro cujo estudo é de extrema importância, já que tem impacto significativo no desenvolvimento da esteira, impacto este observado por Inestroza (2017) para turbinas operando sem *yaw*.

O giro das turbinas em relação à direção do vento incidente provoca algumas alterações no escoamento da esteira em relação à situação da turbina alinhada. A evolução dos campos de velocidade e de intensidade de turbulência na esteira de turbinas operando com ângulo de *yaw* pode ser observado, respectivamente, nas figuras 2.29 e 2.30, que também evidenciam as trajetórias de desenvolvimento, no plano x-y, tanto do centro quanto das fronteiras da esteira, comparando oito diferentes situações, resultantes da combinação de diferentes coeficientes de empuxo (C_T), intensidade de turbulência na altura do cubo (I_{cubo}) e ângulos de *yaw* (γ).

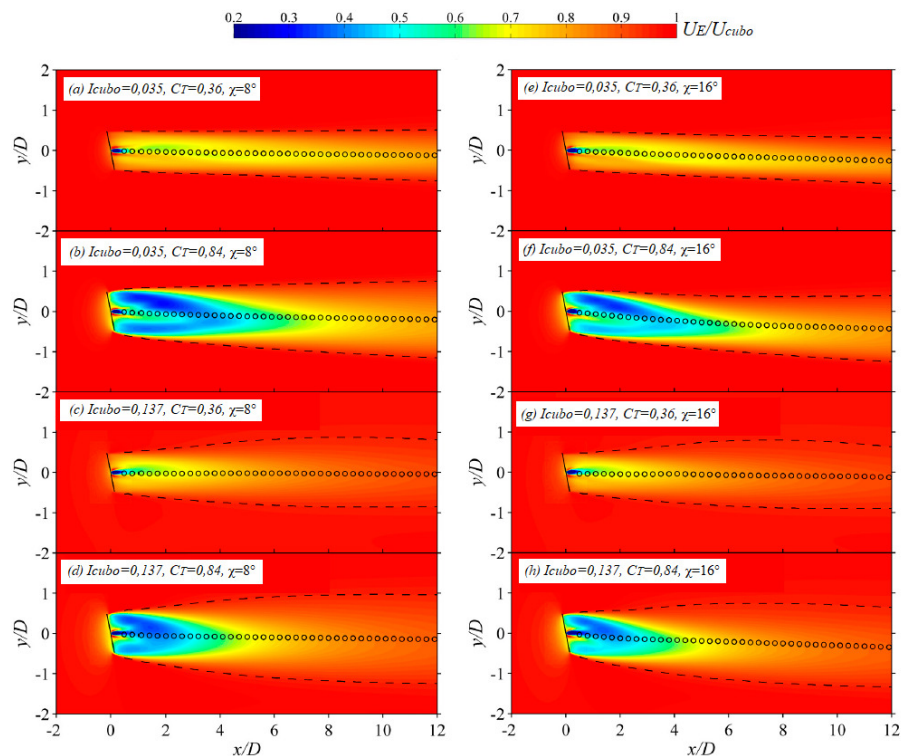


Figura 2.29 – Campos de velocidade normalizada U_E/U_{cubo} e deflexões da esteira no plano horizontal x-y na altura do cubo. Linhas tracejadas e círculos representam, respectivamente, as trajetórias das fronteiras e do centro da esteira (Fonte: adaptado de QIAN; ISHIHARA, 2018)

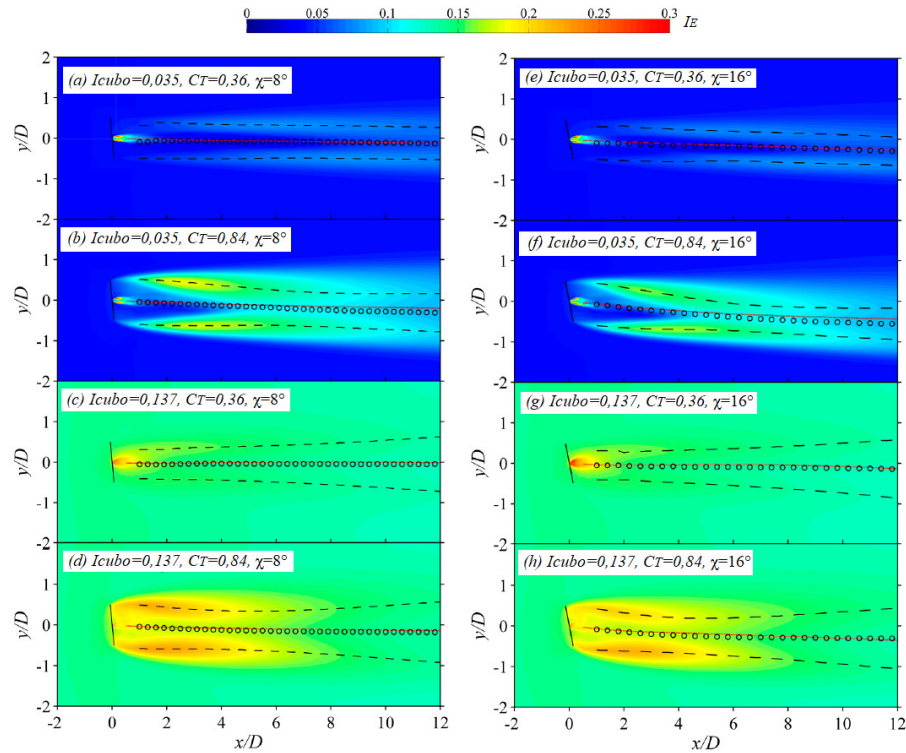


Figura 2.30 – Campos de intensidade de turbulência I_E e deflexões da esteira no plano horizontal x - y na altura do cubo. Linhas tracejadas e círculos representam, respectivamente, as posições dos dois picos de intensidade de turbulência e o ponto central entre eles. Linha vermelha representa a trajetória do centro da esteira obtido dos campos de velocidade (Fonte: adaptado de QIAN; ISHIHARA, 2018)

A introdução do ângulo de *yaw* resulta em uma deflexão da esteira, que se torna tão maior quanto maior for este ângulo. Entretanto, como observado por Parkin et al. (2001) e apontado por Jiménez et al. (2010), a curva de deflexão da esteira vai se tornando cada vez mais suave para ângulos maiores que 30° . Em outras palavras, a taxa de crescimento da deflexão da esteira se torna menor à medida que o ângulo de *yaw* se torna mais elevado, próximo de 30° , trazendo ganhos inexpressivos em deflexão para grandes variações no ângulo de *yaw*.

O perfil do déficit de velocidades na esteira pode ser satisfatoriamente representado por uma curva gaussiana simétrica. No entanto, Bastankhah e Porté-Agel (2016) chamam atenção para o fato de que a esteira de turbinas operando com *yaw* não gera perfis de velocidade simétricos, e sim perfis levemente enviesados em relação ao eixo central.

Na figura 2.29 pode-se observar que maiores ângulos de *yaw* provocam uma redução no déficit de velocidade na esteira, na medida em que induzem menores forças axiais no rotor (devido à

decomposição da força), além de diminuir a quantidade de movimento extraída do escoamento. A menor quantidade de movimento que atravessa o rotor também diminui a espessura da esteira e faz com que as condições iniciais (escoamento não perturbado) sejam recuperadas ao longo de uma distância à sotavento menor que aquela distância para menores ângulos de *yaw*.

Coefficientes de empuxo mais elevados induzem deflexões mais expressivas na esteira. Por outro lado, a mais alta intensidade de turbulência diminui a deflexão da esteira em relação aos casos com menor turbulência, além de diminuir o comprimento da esteira à sotavento da turbina. Isso ocorre porque a alta turbulência acelera o processo de mistura na esteira, fazendo com que a condição não perturbada do escoamento seja recuperada mais rapidamente (JIMÉNEZ et al., 2010; QIAN; ISHIHARA, 2018).

A intensidade de turbulência acrescida ao escoamento de esteira, cuja distribuição apresenta dois picos (figura 2.30), segue trajetória de deflexão bastante próxima àquela observada para os perfis de velocidade, como observado por Qian e Ishihara (2018). Estes autores propuseram, inclusive, o primeiro modelo analítico para representar estes perfis de turbulência acrescida no escoamento da esteira de turbinas operando com ângulo de *yaw*.

Por fim, resultado particularmente interessante foi observado e reportado recentemente por Bastankhah e Porté-Agel (2016), havendo sido já reportado anteriormente por Howland et al. (2016). Os autores observaram que, à medida que a esteira se desenvolve à sotavento de turbinas operando com ângulos altos de *yaw*, ocorre a formação, na seção transversal da esteira, de um par de vórtices que giram em sentidos contrários, o que dá à distribuição de velocidades normalizadas na esteira um formato de rim, como pode ser observado na figura 2.31.

Bastankhah e Porté-Agel (2016) elucidam que este fenômeno possivelmente ocorre como uma forma de equalizar as componentes de velocidade que se desenvolvem nas três direções da esteira distante de turbinas que operam com altos ângulos de *yaw*. Nesta região à distante sotavento, a variação da velocidade transversal (na direção *y*), que se desenvolve devido à presença do ângulo de *yaw*, tem magnitude consideravelmente maior que a variação da velocidade longitudinal (na direção *x*), direção na qual as condições iniciais de escoamento são mais rapidamente recuperadas para estes ângulos elevados, de modo que tal variação na direção *x* pode ser desprezada. Como forma de balancear a variação da velocidade na direção *y*, uma variação de velocidade na direção vertical (direção *z*) é incorporada ao escoamento, o que é

facilmente explicado pela equação da continuidade. Esta distribuição espacial de velocidades induz à formação do duplo vórtice mencionado. Além disso, faz com que o centro da esteira assuma uma trajetória de desenvolvimento vertical (no plano x-z), além da já conhecida trajetória de desenvolvimento na direção transversal (no plano x-y), o que pode ser nitidamente observado nos casos com $\chi=30^\circ$ e $\chi=-30^\circ$ na figura 2.31.

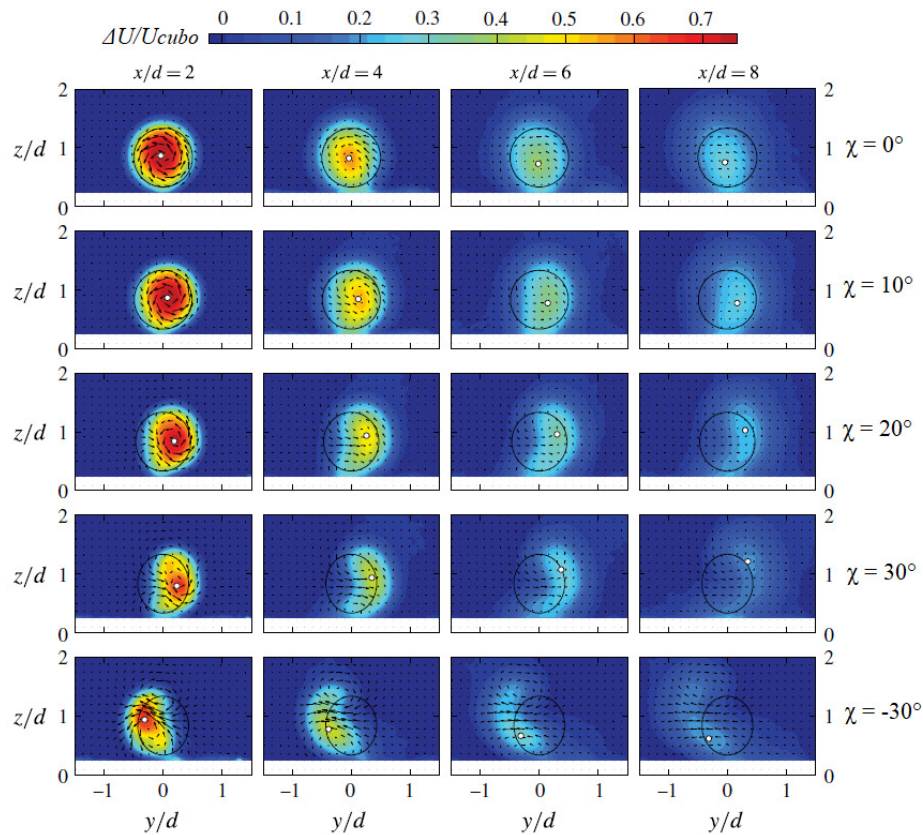


Figura 2.31 – Contornos do déficit de velocidade normalizada em diferentes seções transversais (plano y-z) e para diferentes ângulos de yaw. O círculo preto indica a área frontal do rotor e o ponto branco, o centro da esteira (Fonte: adaptado de BASTANKHAH; PORTÉ-AGEL, 2016)

2.5.6.4 Modelo de Jiménez et al. (2010)

Jiménez et al. (2010) utilizaram como base a distribuição uniforme do déficit de velocidades na esteira proposta por Katic et al. (1986), agregando a isso conceitos e equações provenientes da teoria do disco atuador, para estimar o ângulo de deflexão (δ) da esteira em turbinas operando com um ângulo de yaw (χ). O modelo analítico, de simples compreensão e utilização, é

apropriado para ser utilizado no cálculo da deflexão da esteira distante, fornecendo também a largura ($D_{E\chi}$) da esteira, a qual considera-se expandir linearmente à sotavento do rotor através da relação (2.74). A figura 2.32 mostra a configuração das variáveis do modelo.

$$D_{E\chi} = D + \beta x \quad (2.74)$$

onde:

D: diâmetro do rotor [m];

x: distância longitudinal à sotavento do rotor [m];

β : razão de expansão da esteira, cujo valor indicado para casos *onshore* é de 0,075 (BARTHELMIE et al., 2005).

É assumido que, em uma mesma seção transversal da esteira, o déficit de velocidade ($\Delta U/U_{cubo}$) normalizado é uniforme, variando conforme equação (2.75), proposta por Katic et al. (1986). Qian e Ishihara (2018) apontam que a utilização do perfil uniforme para representar os déficits de velocidade na esteira resulta em valores de deflexões superestimados, já que não representa a realidade de forma adequada. Isso ocorre especialmente para os casos com altos coeficientes de empuxo (C_T).

$$\frac{\Delta U}{U_{cubo}} = \frac{1 - \sqrt{1 - C_T}}{(1 + 2\beta x/D)^2} \quad (2.75)$$

O vetor velocidade apresenta um ângulo igual a (δ) com a direção do vento incidente, calculado através de (2.76) para a esteira distante.

$$\delta = \frac{\cos^2 \chi \sin \chi \frac{C_T}{2}}{1 + 2\beta x/D} \quad (2.76)$$

A deflexão da esteira ($y_{E\chi}$) é calculada da forma como mostrado por Gebraad et al. (2014) e por Howland et al. (2016): integrando o ângulo de deflexão (δ) através da direção longitudinal (x) e definindo $y_{E\chi(x=0)} = 0$, obtendo (2.77).

$$\frac{y_{E\chi}}{D} = \cos^2 \chi \sin \chi \frac{C_T}{4\beta} \left(1 - \frac{1}{1 + 2\beta x/D} \right) \quad (2.77)$$

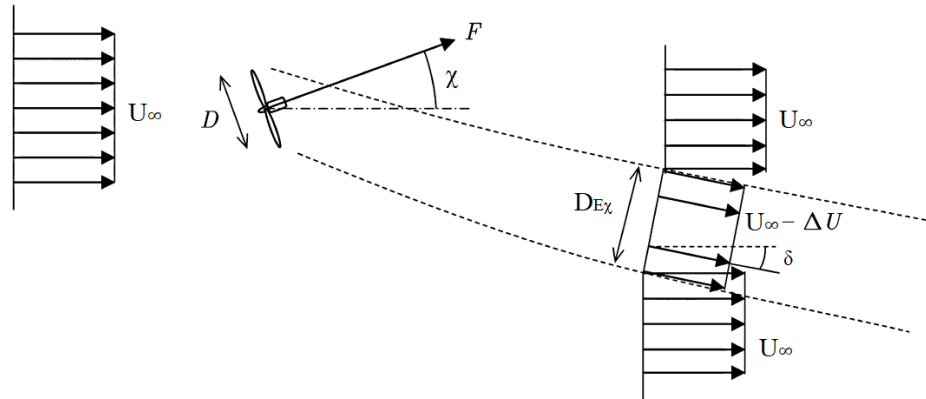


Figura 2.32– Esquema de deflexão da esteira do modelo de Jiménez et al. (2010) (Fonte: adaptado de JIMÉNEZ et al., 2010)

2.5.6.5 Modelo de Bastankhah e Porté-Agel (2016)

Bastankhah e Porté-Agel (2016) propuseram um modelo analítico cujo embasamento se deu através da combinação de dados de medições feitas em túnel de vento com um estudo teórico das equações de conservação de massa e quantidade de movimento. O modelo considera distribuições normais para prever e representar os perfis de déficit de velocidade na esteira distante, a partir de um certo ponto à sotavento da turbina a partir do qual os perfis podem ser fielmente representados por gaussianas. Além disso, as equações propostas quantificam a deflexão da esteira, cuja expansão é considerada ocorrer a uma taxa linear de crescimento tanto na direção y quanto na direção z .

O déficit de velocidade normalizado ($\Delta U/U_{cubo}$) na esteira é calculado em função do ângulo de *yaw* da turbina (χ), da largura da esteira nas direções y (σ_y) (equação 2.79) e z (σ_z) (equação 2.80) e do coeficiente de empuxo (C_T), através de (2.78).

$$\frac{\Delta U}{U_{cubo}} = \left(1 - \sqrt{1 - \frac{C_T \cos \chi}{8 \left(\frac{\sigma_y \sigma_z}{D^2} \right)}} \right) \times e^{-0.5 \left[\frac{(y - y_{E\chi})}{\sigma_y} \right]^2} e^{-0.5 \left[\frac{(z - z_{cubo})}{\sigma_z} \right]^2} \quad (2.78)$$

$$\frac{\sigma_y}{D} = k_y \frac{(x - x_0)}{D} + \frac{\cos \chi}{\sqrt{8}} \quad (2.79)$$

$$\frac{\sigma_z}{D} = k_z \frac{(x - x_0)}{D} + \frac{1}{\sqrt{8}} \quad (2.80)$$

onde a coordenada do início da validade do modelo (x_0) é dada por:

$$\frac{x_0}{D} = \frac{\cos \chi (1 + \sqrt{1 - C_T})}{\sqrt{2} \left[2,32 \left(\frac{l_{cubo}}{100} \right) + 0,154(1 - \sqrt{1 - C_T}) \right]} \quad (2.81)$$

onde:

$y_{E\chi}$: deflexão da esteira no plano x-z [m];

y: coordenada transversal no plano x-z a partir do eixo da turbina [m];

k_y : taxa de crescimento da esteira na direção y [adimensional];

k_z : taxa de crescimento da esteira na direção z [adimensional];

x: distância longitudinal no plano y-z à sotavento do rotor [m];

D: diâmetro do rotor [m];

z: coordenada vertical acima do solo no plano x-y [m];

z_{cubo} : altura do cubo [m];

I_{cubo} : intensidade de turbulência do escoamento não perturbado na altura do cubo [%].

A deflexão da esteira ($y_{E\chi}$) na direção y é dada por (2.82) para $x \leq x_0$ e por (2.83) para $x > x_0$.

$$\frac{y_{E\chi_0}}{D} = \delta_{c0} \frac{x_0}{D} \quad (2.82)$$

$$\frac{y_{E\chi}}{D} = \frac{y_{E\chi 0}}{D} + \frac{\delta_{c0}}{14,7} \sqrt{\frac{\cos \chi}{k_y k_z C_T}} (2,9 + 1,3\sqrt{1 - C_T} - C_T) \cdot \ln[F(C_T, \chi, \sigma_y, \sigma_z, D)]$$

$$F(C_T, \chi, \sigma_y, \sigma_z, D) = \frac{(1,6 + \sqrt{C_T}) \left(1,6 \sqrt{\frac{8\sigma_y\sigma_z}{D^2 \cos \chi}} - \sqrt{C_T} \right)}{(1,6 - \sqrt{C_T}) \left(1,6 \sqrt{\frac{8\sigma_y\sigma_z}{D^2 \cos \chi}} + \sqrt{C_T} \right)} \quad (2.83)$$

onde (δ_{c0}) é o ângulo de deflexão do centro da esteira para $x \leq x_0$ e é dado por:

$$\delta_{c0} \approx \frac{0,3\chi}{\cos \chi} (1 - \sqrt{1 - C_T \cos \chi}) \quad (2.84)$$

2.5.6.6 Modelo de Qian e Ishihara (2018)

Qian e Ishihara (2017) propuseram um modelo analítico para representação dos perfis de déficit de velocidade (ΔU) e acréscimo de intensidade de turbulência (ΔI) na região da esteira através de distribuições normais (Gaussianas), inicialmente sem a consideração do ângulo de *yaw* (χ).

Mais tarde, para incorporar a situação com *yaw* (figura 2.33), os autores utilizaram como base as equações de conservação de quantidade de movimento aplicadas na direção lateral do plano do rotor (QIAN; ISHIHARA, 2018). Foram consideradas, ainda, as seguintes premissas: (1) a distribuição normal é adequada para representar tanto o déficit de velocidade quanto o acréscimo na intensidade de turbulência na esteira e (2) a deflexão dos perfis de intensidade de turbulência devido ao ângulo de *yaw* é a mesma que aquela que ocorre para os perfis de velocidade. Como as equações propostas têm como parâmetros os valores da intensidade de turbulência ambiente (I_{cubo}) e do coeficiente de empuxo (C_T), é possível aplicá-las a uma ampla gama de situações.

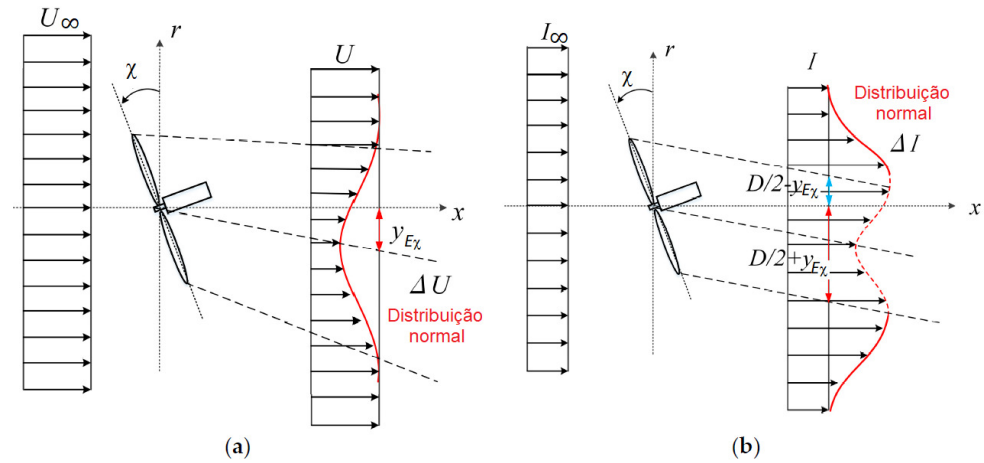


Figura 2.33– Modelo de esteira com deflexão: (a) déficit de velocidades e (b) acréscimo na intensidade de turbulência (Fonte: adaptado de QIAN; ISHIHARA, 2018)

O déficit de velocidade normalizado ($\Delta U/U_{cubo}$) é equacionado através da multiplicação de uma função (F), que representa o máximo déficit de velocidade normalizado, por uma função (ϕ), responsável por dar a forma da gaussiana, como exposto em (2.85), (2.86), (2.87) e (2.88).

$$U_E(x, y, z) = U_\infty(y, z) - \Delta U(x, r) \quad (2.85)$$

$$\frac{\Delta U(x, r)}{U_{cubo}} = F(C_T, I_{cubo}, x/D) \cdot \phi(r/\sigma) \quad (2.86)$$

$$\phi(r/\sigma) = e^{\left(-\frac{r^2}{2\sigma^2}\right)} \quad (2.87)$$

$$F(C_T, I_{cubo}, x/D) = \frac{1}{(a^* + b^* \cdot x/D + p^*)^2} \quad (2.88)$$

onde:

U_E : velocidade do vento na esteira [m/s];

U_∞ : velocidade do escoamento livre [m/s];

r : distância radial a partir do centro da esteira [m];

I_{cubo} : intensidade de turbulência do escoamento não perturbado na altura do cubo [%].

Os parâmetros (a^*) e (b^*) do modelo são dados por (2.89) e (2.90) e o termo de correção (p^*) é dado por (2.91). O desvio padrão do déficit de velocidade em cada seção transversal da esteira (σ), dado em metros, é tratado como o diâmetro representativo da esteira, o qual assume-se ter um crescimento linear, calculado através de (2.92).

$$a^* = 0,93 \cdot C_T^{-0,75} \cdot \left(\frac{I_{cubo}}{100}\right)^{0,17} \quad (2.89)$$

$$b^* = 0,42 \cdot C_T^{0,6} \cdot \left(\frac{I_{cubo}}{100}\right)^{0,2} \quad (2.90)$$

$$p^* = \frac{0,15 \cdot C_T^{-0,25} \cdot \left(\frac{I_{cubo}}{100}\right)^{-0,7}}{(1 + x/D)^2} \quad (2.91)$$

$$\frac{\sigma}{D} = k^* \frac{x}{D} + \varepsilon^* \quad (2.92)$$

onde:

$$k^* = 0,11 \cdot C_T^{1,07} \cdot \left(\frac{I_{cubo}}{100}\right)^{0,2} \quad (2.93)$$

$$\varepsilon^* = 0,23 \cdot C_T^{-0,25} \cdot \left(\frac{I_{cubo}}{100}\right)^{0,17} \quad (2.94)$$

Da mesma forma, o acréscimo de intensidade de turbulência (ΔI) também é representado por um conjunto de gaussianas, equacionado através da multiplicação de uma função de forma (η)

por uma função (G), que modula o valor máximo do acréscimo de intensidade de turbulência, como detalhado em (2.95), (2.96), (2.97) e (2.98).

$$I_E(x, y, z) = \sqrt{I_\infty^2(y, z) + \Delta I^2(x, r)} \quad (2.95)$$

$$\frac{\Delta I(x, r)}{100} = G(C_T, I_{cubo}, x/D) \cdot \eta(r/\sigma) \quad (2.96)$$

$$\eta(r/\sigma) = k_1 \cdot e^{\left[-\frac{(r-D/2)^2}{2\sigma^2}\right]} + k_2 \cdot e^{\left[-\frac{(r+D/2)^2}{2\sigma^2}\right]} \quad (2.97)$$

$$G(C_T, I_{cubo}, x/D) = \frac{1}{d^* + e^* \cdot x/D + q^*} \quad (2.98)$$

onde:

I_E : intensidade de turbulência do vento na esteira [%];

I_∞ : intensidade de turbulência do escoamento livre [%];

Os parâmetros (d^*) e (e^*) e (q^*) do modelo são dados por (2.99), (2.100) e (2.101). O desvio padrão do déficit de velocidade em cada seção transversal da esteira (σ) é calculado com a mesma equação (2.92). Por fim, os parâmetros (k_1) e (k_2) ajustam a gaussiana de forma a representar a intensidade de turbulência induzida por cada uma das extremidades do vão considerado, como dado por (2.102) e (2.103).

$$d^* = 2,3 \cdot C_T^{-1,2} \quad (2.99)$$

$$e^* = \left(\frac{I_{cubo}}{100}\right)^{0,1} \quad (2.100)$$

$$q^* = \frac{0,7 \cdot C_T^{-3,2} \cdot \left(\frac{I_{cubo}}{100}\right)^{-0,45}}{(1 + x/D)^2} \quad (2.101)$$

$$k_1 = \begin{cases} \cos^2[\pi/2 \cdot (r/D - 0,5)] & \text{para } r/D \leq 0,5 \\ 1 & \text{para } r/D > 0,5 \end{cases} \quad (2.102)$$

$$k_2 = \begin{cases} \cos^2[\pi/2 \cdot (r/D + 0,5)] & \text{para } r/D \leq 0,5 \\ 0 & \text{para } r/D > 0,5 \end{cases} \quad (2.103)$$

Todas as equações propostas no modelo inicial, já expostas, são também utilizadas para o modelo posterior que considera o ângulo de *yaw* (χ) da turbina. Neste, são feitas apenas duas modificações: o valor do coeficiente de empuxo (C_T) fica substituído pelo valor (C_T') calculado através de (2.104); e a distância radial a partir do centro da esteira (r) é substituída por (r'), conforme (2.105).

$$C_T' = C_T \cdot \cos^3 \chi \quad (2.104)$$

$$r' = \sqrt{x^2 + (y + y_{E\chi})^2} \quad (2.105)$$

onde:

x : distância longitudinal à sotavento do rotor [m];

y : distância lateral no plano x - y a partir do eixo da turbina [m];

$y_{E\chi}$: deflexão da esteira [m].

Até uma certa distância (x_0) à sotavento do rotor, dada por (2.106), assume-se que a deflexão da esteira ($y_{E\chi 0}$) se dá de forma linear, de acordo com (2.109).

$$\frac{x_0}{D} = \left(\frac{\sigma_0}{D} - \varepsilon^* \right) / k^* \quad (2.106)$$

onde o desvio padrão do déficit de velocidade em $x = x_0$ (σ_0) é dado por:

$$\frac{\sigma_0}{D} = \sqrt{\frac{C_T \cos^2 \chi (\sin \chi + 1,88 \cos \chi \delta_0)}{44,4 \cdot \delta_0}} \quad (2.107)$$

Por sua vez, o ângulo de deflexão da esteira em $x = x_0$ (δ_0) é dado por:

$$\delta_0 = \frac{0,3\chi}{\cos \chi} \left(1 - \sqrt{1 - C_T \cos^3 \chi} \right) \quad (2.108)$$

$$\frac{y_{E_{x_0}}}{D} = \delta_0 \frac{x_0}{D} \quad (2.109)$$

Após esta distância (x_0), a deflexão assume trajetória de desenvolvimento curva, dada por (2.110).

$$\frac{y_{E_\chi}}{D} = F(\chi, C_T, k^*, \sigma_0, \sigma, D) + \frac{y_{E_{x_0}}}{D} \quad (2.110)$$

$$F = \frac{\sqrt{C_T \cos \chi \sin \chi}}{18,24k^*} \ln \left| \frac{(\sigma_0/D + 0,24\sqrt{C_T \cos^3 \chi})(\sigma/D - 0,24\sqrt{C_T \cos^3 \chi})}{(\sigma_0/D - 0,24\sqrt{C_T \cos^3 \chi})(\sigma/D + 0,24\sqrt{C_T \cos^3 \chi})} \right|$$

Este capítulo fez uma revisão bibliográfica que buscou reunir os principais pontos da vasta teoria por trás do assunto deste trabalho, no intuito de abordar, alguns tópicos de forma mais breve que outros, todos aqueles considerados essenciais para o entendimento e estudo de turbinas eólicas. No capítulo a seguir, são apresentados os principais pontos a respeito do estudo experimental em túnel de vento utilizando modelos reduzidos, valendo-se do embasamento teórico para iniciar a apresentação do que foi desenvolvido neste trabalho.

3 ENSAIOS EXPERIMENTAIS EM TÚNEL DE VENTO

Ensaio em túnel de vento têm sido realizados desde o final do século XIX. Os primeiros ensaios estudavam a ação do vento sobre formas geométricas simples. Com o crescimento da aviação, porém, os túneis passaram a ser construídos com a finalidade de simular o ambiente aeronáutico, ou seja, um escoamento uniforme e sem turbulência. Inúmeras estruturas civis foram inadequadamente ensaiadas nestes túneis aeronáuticos, com alguns resultados presentes até hoje em normas de ação do vento. Estes são inapropriados pois não são capazes de simular a natureza turbulenta e ocorrência de rajadas do vento natural, bem como o gradiente de velocidades que caracteriza a Camada Limite Atmosférica (CLA).

É essencial que se faça uma simulação fidedigna da atuação do vento na estrutura através do túnel de vento, sendo de suma importância a representação correta da CLA, observando tanto a sua escala quanto a relação entre escalas desta e do modelo reduzido da estrutura. Adicionalmente, é importante que as condições de turbulência do vento natural sejam fielmente representadas, encontrando-se também em escala em relação a todo o resto, já que este parâmetro pode afetar de forma considerável a ação do vento sobre alguns tipos de estruturas de uma forma característica (BLESSMANN, 2011).

Soma-se ao que já foi exposto os novos desafios trazidos pela evolução da Engenharia Civil, principalmente quando se trata da forma (cada vez mais complexa) e do índice de esbeltez (cada vez maior) das estruturas, que tornaram necessária a construção de túneis de vento que simulassem todas as condições da CLA de forma mais cuidadosa, prestando atenção aos detalhes que antes passavam despercebidos.

A seguir, serão abordadas algumas técnicas para reprodução da CLA em túnel de vento. Serão também expostas as principais características do túnel de vento da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), utilizado para a realização dos ensaios. Por fim, versar-se-á sobre os principais tópicos relativos ao projeto do modelo reduzido para utilização nos ensaios.

3.1 SIMULAÇÃO DA CLA EM TÚNEL DE VENTO

A correta simulação da estrutura da CLA em túnel de vento envolve, de forma resumida: a representação de um **perfil de velocidade de vento** em uma escala adequada à escala da

estrutura a ser ensaiada; e a representação das **condições de turbulência**, também em escala com o modelo.

O interior de um túnel de vento deve ser um ambiente propício ao desenvolvimento da CLA. Para tanto, deve ser longo o suficiente de forma a permitir que este desenvolvimento (figura 3.1) ocorra de forma satisfatória ao longo de sua extensão (simulação com dispositivos passivos) ou, no caso de túneis de pequena extensão, devem estar equipados com dispositivos que se encarreguem artificialmente de simular essa CLA (simulação com dispositivos ativos) (LOREDO-SOUZA et al., 2004; CAMPAGNOLO, 2013).

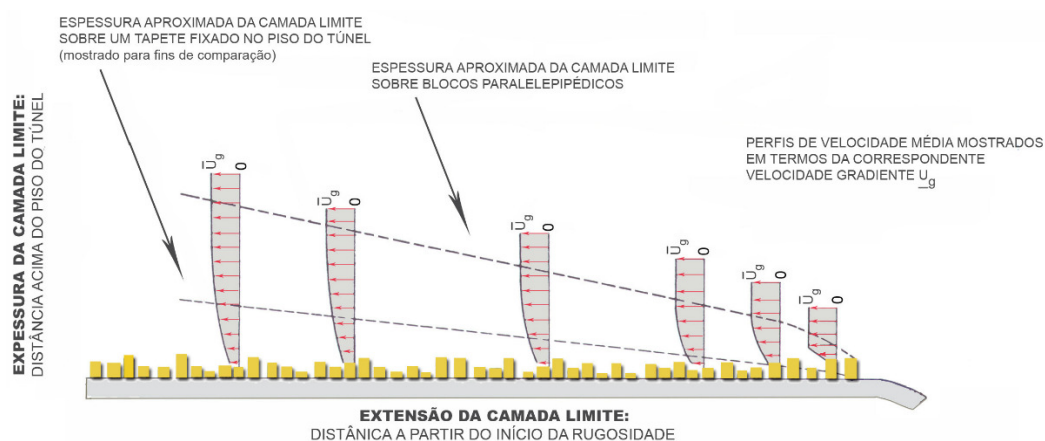


Figura 3.1 – Desenvolvimento natural de camada limite em túnel de vento (Fonte: DAVENPORT, ISYUMOV, 1968)

O uso de dispositivos ativos para simulação das condições do vento natural propicia enormes vantagens na medida em que torna possível a reprodução de uma ampla faixa dos parâmetros do escoamento, como a velocidade e a turbulência, sem a necessidade de mudança na configuração do túnel e, conseqüentemente, com economia de tempo ao longo dos ensaios. Entretanto, a instalação destes dispositivos é extremamente custosa e complexa, tornando-se inviável na maioria dos casos. Recorre-se, portanto, aos dispositivos passivos, amplamente utilizados e abordados na literatura (CAMPAGNOLO, 2013).

Dentre os dispositivos passivos, cada um deles utilizado com o intuito de simular determinada configuração de escoamento, listam-se alguns exemplos nos itens a seguir, acompanhados da característica do escoamento que se deseja representar. Alguns destes dispositivos podem ser observados na figura 3.2 (BLESSMANN, 2011). São eles:

- a) telas curvas ou telas planas de malha com espaçamento variável – perfil de velocidade média e turbulência fina;
- b) grelhas de barras horizontais com seção circular ou retangular e de espaçamento variável – perfil de velocidade média e turbulência média;
- c) grelhas de malha quadrada ou retangular com seção retangular – turbulência superposta a uma corrente de ar aproximadamente uniforme;
- d) grelha única de malha variável ou superposição de grelhas com malhas variadas – perfil de velocidade média e turbulência;
- e) tela uniforme – turbulência fina superposta a corrente de ar uniforme;
- f) barras metálicas finas de seção circular com espaçamento e/ou diâmetro variável – perfil de velocidade média e turbulência fina;
- g) triângulos de diversas formas e dimensões com vazados, com lados retos ou curvos – perfil de velocidade média e turbulência;
- h) blocos retangulares disseminados no piso do túnel – perfil de velocidade média e turbulência.

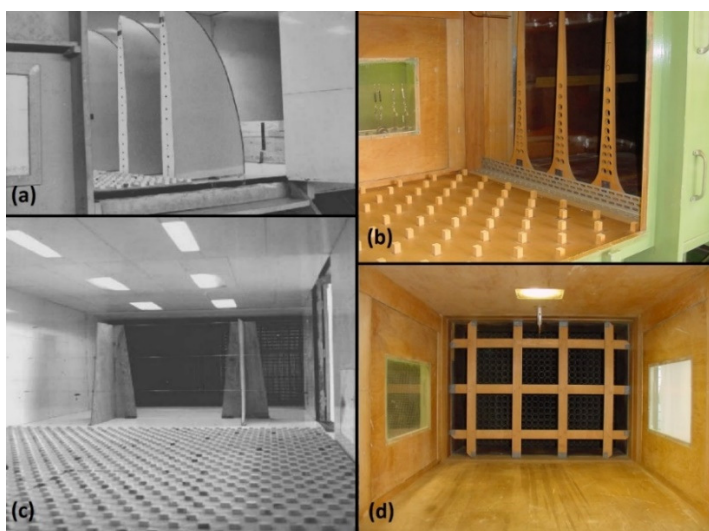


Figura 3.2 – Arranjos com dispositivos passivos utilizados na simulação das condições do vento natural: (a) geradores de vorticidade elípticos; (b) barreiras perfuradas com elementos de rugosidade; (c) simuladores de Standen com elementos de rugosidade; (d) grelha (Fonte: adaptado de LOREDO-SOUZA et al., 2004 e WITTEWER, 2006)

Ao longo dos anos, com a evolução do conhecimento sobre os métodos utilizados para simulação da CLA, dois deles prevaleceram. Um representa toda a altura da CLA com a utilização de uma escala aproximada igual a 1:500. Tal método mostra-se adequado para ensaios de edifícios altos ou problemas de dispersão sobre longas distâncias. Um segundo método bastante disseminado simula apenas a porção da CLA mais próxima da superfície, possibilitando a utilização de uma escala maior, própria para o ensaio de estruturas mais baixas (LOREDO-SOUZA et al., 2004).

Cook (1973) desenvolveu um método que simula as camadas mais baixas da CLA, como abordado. O autor utilizou uma configuração que combina três tipos de elementos passivos, colocados em série na direção do escoamento na seguinte ordem, do elemento mais à barlavento ao elemento mais à sotavento: uma grelha de malha constante (dispositivo de mistura), uma barreira (dispositivo que gera o déficit de velocidade no nível do solo) e blocos retangulares distribuídos no piso do túnel (dispositivos responsáveis pelo desenvolvimento da CLA), como pode ser observado na figura 3.3. Tal disposição de elementos representa de forma satisfatória a terça porção mais baixa da CLA com uma escala aproximada de 1:250.

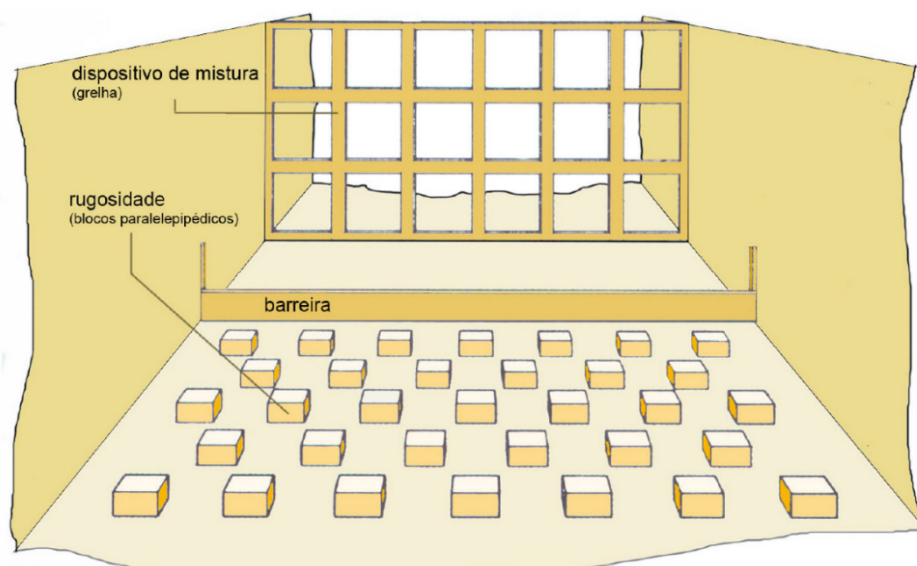


Figura 3.3 – Arranjo típico para simulação de CLA (Fonte: LOREDO-SOUZA et al., 2004)

3.2 O TÚNEL DE VENTO DA UFRGS

Como já abordado, os antigos túneis simulavam condições de vento próprias para ensaios aeronáuticos. Com seções mais curtas de teste (relação comprimento/altura em torno de dois) e possibilidade de desenvolver mais altas velocidades, apresentavam baixa turbulência. Com a constatação de que as características do vento natural para simulação de estruturas da construção civil deviam ser diferentes, passaram a ser construídos túneis de vento mais extensos, de relação comprimento/altura pelo menos igual a 8, nos quais tornou-se possível a reprodução mais fiel das condições reais (BLESSMANN, 2011).

Com este intuito foi construído o túnel de vento Prof. Joaquim Blessmann da UFRGS. Em operação desde 1977, foi projetado especificamente para ensaiar estruturas industriais e da construção civil, reproduzindo as condições do vento natural através de três recursos, utilizados separadamente ou em conjunto: diferentes tipos de dispositivos de bloqueio colocados na entrada da seção de testes; superfícies com diferentes rugosidades colocadas no piso e; jatos de ar arbitrariamente orientados (BLESSMANN, 2011; BLESSMANN, 1982).

O túnel da UFRGS (figura 3.4) é um túnel de circuito fechado (com recirculação de ar) cuja seção principal de testes tem 1,3 m de largura x 0,9 m de altura x 9,32 m de comprimento, resultando em uma relação comprimento/altura igual a 10,3. É equipado com um exaustor localizado no final da câmara principal de testes, que garante o equilíbrio entre pressões interna e atmosférica. O túnel vazio fornece um regime de escoamento uniforme com intensidade de turbulência não maior que 0,5% na primeira mesa de ensaios. Nesta configuração, é possível desenvolver uma velocidade de vento de até 42 m/s, gerada pelas pás de um ventilador conectado a um motor elétrico de 100 HP (BLESSMANN, 1982). É, ainda, equipado com quatro mesas de ensaio (figura 3.4), cada uma delas utilizadas com diferentes finalidades (BLESSMANN, 2011):

- a) **mesa M-I:** escoamento com camada limite pouco espessa e baixa turbulência. Ideal para ensaios aeronáuticos no piso do túnel, ensaios de estruturas com formas bi ou tridimensionais simples ou estruturas da construção civil com dispositivos de bloqueio na entrada da câmara de ensaios (geradores de turbulência);
- b) **mesa M-II:** ideal para ensaios aerodinâmicos no eixo do túnel ou ensaios de estruturas da construção civil com rugosidade disposta no piso do túnel e/ou

dispositivos geradores de turbulência na entrada da câmara. Podem ainda ser feitos estudos de instabilidade aerodinâmica e aferição de anemômetros e tubos de Pitot-Prandtl;

- c) **mesa M-III**: situada no primeiro divergente do túnel, está em uma região de altas frequências (maiores que 500 Hz), o que torna a mesa ideal para estudos dinâmicos de estruturas como chaminés, pilares de viadutos, torres de televisão, entre outros;
- d) **mesa M-IV**: fica no retorno do túnel e tem uma seção de 2,4 m de largura x 2,1 m de altura. Pode ser utilizada para ensaios de seções transversais de pontes, dispersão de gases, influência da topografia no vento, entre outros.

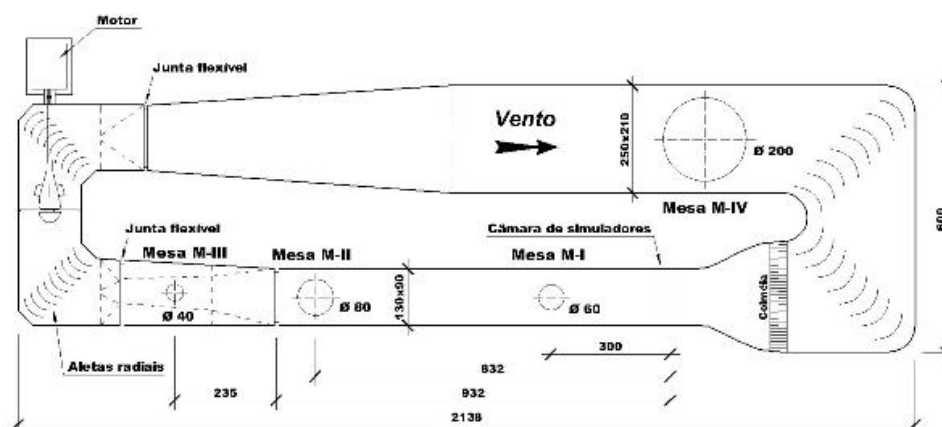


Figura 3.4 – Túnel de Vento Prof. Joaquim Blessmann da UFRGS

Normalmente, apenas a porção mais baixa da CLA é representada no túnel, através da utilização de elementos de rugosidade, barreiras perfuradas ou não e, menos frequentemente, jatos de ar. Costumam-se reproduzir perfis de velocidades cujos expoentes da lei potencial variam dentro de uma faixa de 0,11 a 0,36. Os três perfis de velocidade mais comuns e cujos procedimentos já se encontram padronizados são aqueles para os quais o expoente $p=0,11$, $p=0,23$ e $p=0,34$ (BLESSMANN, 1982; LOREDO-SOUZA et al., 2004).

3.3 MODELOS REDUZIDOS DE TEEH'S

A necessidade de construção de modelos reduzidos surge quando não é possível determinar todas as características de um escoamento de forma teórica ou, mesmo quando se tem domínio da teoria, utilizam-se modelos experimentais para ratificar estes resultados teóricos (BLESSMANN, 2011). A construção destes modelos não envolve somente a redução de escala, mas exige o conhecimento de alguns tópicos que envolvem análise dimensional e condições de semelhança, que serão abordados nos itens a seguir, sob a ótica de sua utilização para reprodução de TEEH's. Por fim, expõe-se o procedimento adotado no projeto do modelo reduzido que foi utilizado nos ensaios.

3.3.1 Análise dimensional

Quando se projeta um modelo reduzido, deve-se assegurar que suas propriedades físicas mantenham uma relação em escala com o sistema real. Mesmo que a reprodução de todas as condições físicas que estão envolvidas no problema em análise seja muito difícil, existem técnicas que orientam a maneira como este sistema deve ser modelado em escala reduzida. Estas técnicas provém da **análise dimensional**, cujos principais conceitos devem ser conhecidos a fim de garantir essa representatividade (CARNEIRO, 1993).

Inicia-se enunciando o que é posto pelo princípio da homogeneidade, que garante que toda relação entre unidades expressa em forma de lei ou equação seja independente do sistema de unidades utilizado. Disso decorre que, de uma equação composta por (n) parâmetros ou grandezas e (m) unidades chamadas básicas, podem ser retiradas (n-m) relações adimensionais chamadas de números π . Este teorema é conhecido como “teorema de Vaschy-Buckingham” ou simplesmente “teorema π ” e sua aplicação garante que os parâmetros físicos relativos aos números π sejam fisicamente representados pelo modelo reduzido, ou seja, que as relações adimensionais sejam preservadas na construção do modelo reduzido (CARNEIRO, 1993).

Grandezas básicas são aquelas cujas unidades são independentes de quaisquer outras unidades de um sistema coerente de unidades. Todas as outras grandezas ou parâmetros que compõem o problema são chamadas de grandezas derivadas, pois são subordinadas às primeiras. A subordinação das unidades derivadas em relação às unidades básicas é expressa pelas relações adimensionais ou números π (CARNEIRO, 1993).

Em um problema de análise dimensional, os números π indicam quais são as variáveis que fazem parte deste. De posse desta lista de variáveis, devem-se fixar três grupos de valores, escolhidos tanto por conveniência quanto por critérios de projeto ou limitações das condições do estudo. São eles: três **grandezas fundamentais**, três **variáveis de base** e as **escalas das variáveis de base**. Este procedimento será comentado na divisão 3.3.3.1.

3.3.2 Condições de semelhança

Garantido que os π -1 números possuam os mesmos valores tanto para o sistema em escala real quanto para o modelo reduzido, garante-se a semelhança entre ambos. Para escoamentos em geral, existem algumas condições de semelhança que devem ser respeitadas (CARNEIRO, 1993; BLESSMANN, 2011):

- a) **semelhança geométrica**: refere-se à forma do corpo que se quer reproduzir, sua orientação em relação ao escoamento, seus detalhes, suas características de rugosidade, entre outros. Deve-se garantir que a relação entre todos os comprimentos seja uma constante;
- b) **semelhança cinemática**: refere-se às condições do escoamento, como velocidade média e características de turbulência. Ambas devem ser análogas nos dois escoamentos (real e do modelo);
- c) **semelhança dinâmica**: refere-se às forças atuando no sistema (de pressão, de viscosidade, de inércia, entre outras), que devem, da mesma forma, respeitar uma relação constante.

Campagnolo (2013) cita diversos parâmetros adimensionais a serem mantidos constantes para o caso particular de um modelo reduzido de TEEH: o TSR, as frequências naturais adimensionais, o tempo adimensional e os números de Reynolds, Froude, Mach e Lock. Entretanto, sabe-se que não é possível fixar todas essas relações adimensionais para um mesmo modelo. Isto ocorre devido às condições do meio no qual são realizados os ensaios: o túnel de vento. Não é possível, por exemplo, modificar a gravidade ou as condições de pressão atmosférica. Deve-se, portanto, privilegiar alguns destes parâmetros em função do foco da pesquisa.

Sendo assim, o foco é direcionado para a manutenção das condições de semelhança básicas na reprodução de escoamentos em geral e, de forma particular, para escoamentos de esteira

aerodinâmica à sotavento de TEEH. A semelhança geométrica é mantida através da seguinte relação (fator de escala FS) entre dimensões do sistema real (L_{SR}) e do modelo (L_M):

$$FS = \frac{L_M}{L_{SR}} = \text{constante} \quad (3.1)$$

A condição de semelhança cinemática é garantida através da obtenção do mesmo TSR desenvolvida pela TEEH real. Assim, deve-se manter constante a relação, dada por (3.2), entre a velocidade linear desenvolvida na ponta das pás do rotor (ΩR) e a velocidade do vento incidente (U_∞), como já visto anteriormente.

$$TSR = \frac{\Omega R}{U_\infty} = \text{constante} \quad (3.2)$$

Por fim, a condição de semelhança dinâmica é obtida através da manutenção do número de Reynolds, que, como já visto anteriormente, relaciona as forças de inércia com as forças viscosas atuando em uma dada dimensão característica do sistema, através da equação (3.3). Para turbinas eólicas, esta dimensão característica (L) pode ser tanto o diâmetro (D) quanto o comprimento da corda das pás (c). Normalmente, quando o foco é a análise do escoamento que passa pelas pás do rotor, com o intuito, por exemplo, de otimizar sua forma, utiliza-se o Re calculado com a dimensão característica da corda das pás (c). Se o foco, por outro lado, está na análise do escoamento de esteira, utiliza-se o Re calculado com base na dimensão característica do diâmetro do rotor (D). Sendo assim, considerando o foco deste trabalho, será utilizado o Re calculado com base no diâmetro do rotor.

$$Re = \frac{U_\infty L}{\nu} = \text{constante} \quad (3.3)$$

O número de Reynolds é uma das grandezas de difícil reprodução em túnel de vento. Em geral, o número de Reynolds relativo ao modelo reduzido tem menor magnitude que aquele relativo à escala real. Entretanto, diversos autores obtiveram bons resultados na representação das condições da esteira aerodinâmica (como vórtices helicoidais de ponta, rotação e expansão da

esteira) mesmo com números de Reynolds de menor magnitude (JIN et al., 2016; IUNGO, 2016; ZHANG et al., 2013).

De Vries (1983) sugere um Reynolds mínimo $Re_c = 3 \times 10^5$, calculado através de (3.3) com $L=c$ (corda do aerofólio), para que as condições aerodinâmicas do modelo reduzido reproduzam fielmente a realidade. No entanto, a dimensão da corda geralmente é difícil de ser mensurada para modelos com diâmetros muito pequenos. Deste modo, Chamorro et al. (2012) propuseram um valor de mínimo (Re_D) calculado através de (3.3) com $L = D$ (diâmetro do rotor). Os autores mostraram que os perfis de velocidade média na esteira se tornam independentes do (Re_D) para valores $Re_D > 4,8 \times 10^4$ e os perfis de intensidade de turbulência, para $Re_D > 9,3 \times 10^4$. Isso foi observado principalmente para a região da esteira distante, na qual não há uma dependência tão relevante das condições do escoamento em relação à aerodinâmica das pás do rotor.

A avaliação da performance da turbina através de ensaios em túnel de vento traz ainda um desafio relacionado à medição da potência gerada por esta máquina, já que isto é feito através de máquinas eletromagnéticas, que apresentam perdas de natureza elétrica e mecânica quando em funcionamento (figura 3.5). Além disso, como os modelos têm dimensões muito reduzidas, os efeitos de escala fazem com que a potência gerada tenha um valor absoluto muito pequeno, o que prejudica a acurácia da medição (BASTANKHAH; PORTÉ-AGEL, 2017).

Alguns autores utilizam a potência elétrica (P_{el}), dada pela multiplicação entre a tensão (V) e a corrente (i) de saída da máquina eletromagnética, para avaliar a performance do rotor. Esta, no entanto, tem valor menor que a potência mecânica (P_{mec}) que as pás extraem do vento, dada pela multiplicação entre o torque mecânico no eixo do motor (Q_{eixo}) e a velocidade angular do mesmo (Ω). Isso ocorre devido às já mencionadas perdas que ocorrem no processo de conversão da energia mecânica em elétrica. A mais importante delas, em matéria de magnitude, é a perda por fricção (P_f), dada pela multiplicação entre o torque de atrito (Q_f) e a velocidade angular do rotor (Ω). De menor magnitude, têm-se também as perdas elétricas do motor, que ocorrem devido ao aquecimento deste (efeito Joule), igual à multiplicação entre a resistência da armadura do motor (R) e o quadrado da corrente elétrica (i). É importante que se quantifiquem essas perdas quando o intuito é o de garantir a semelhança das condições de geração de energia da turbina em modelo reduzido, chegando no valor da potência que de fato é convertida (P_{conv}), dada pela multiplicação entre o torque eletromagnético (Q_{em}), que depende de uma constante de força eletromotriz induzida, particular de cada máquina eletromagnética, e a velocidade angular do eixo (Ω) (BASTANKHAH; PORTÉ-AGEL, 2017).

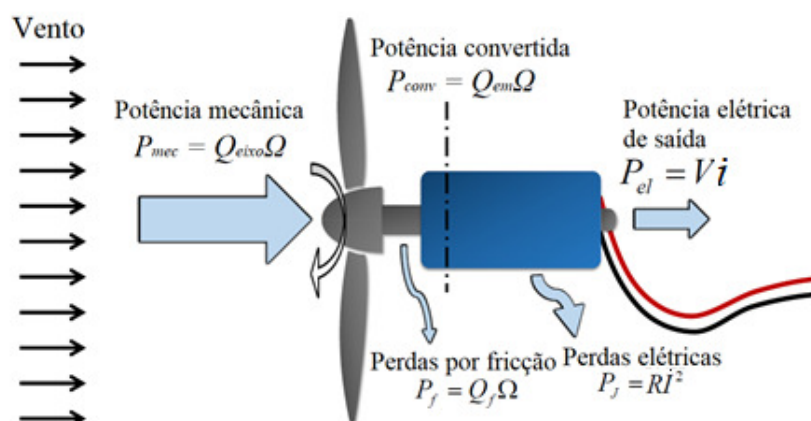


Figura 3.5– Perdas na conversão de energia no rotor (Fonte: adaptado de BASTANKHAH; PORTÉ-AGEL, 2017)

3.3.3 Projeto do modelo reduzido

No projeto do modelo reduzido, foram consideradas as dimensões macro, ou seja, altura do cubo e diâmetro de rotor, de uma turbina real, que serviram de parâmetro para aquelas adotadas no modelo experimental. O modelo da turbina considerada é o de denominação E-92, do fabricante Enercon. Suas dimensões estão resumidas na tabela 3.1 (ENERCON, 2017).

PARÂMETRO	VALOR	UNIDADE
Diâmetro do rotor (D)	92	m
Área varrida pelo rotor (A)	6.648	m ²
Altura do cubo (H _{cubo})	108	m

Tabela 3.1 – Dimensões macro do modelo de turbina E-92 da Enercon (Fonte: ENERCON, 2017)

A seguir, será abordado o dimensionamento do modelo reduzido, especificando suas dimensões e escalas, além das justificativas na escolha do aerofólio que forma a seção transversal das pás do rotor. Por fim, resume-se o desenvolvimento do projeto das pás do rotor.

3.3.3.1 Dimensões e escalas

Para o estudo do escoamento na esteira de turbinas eólicas, as relações adimensionais que devem ser mantidas constantes são a velocidade de ponta de pá (λ) e o número de Reynolds (Re). As variáveis figurantes destas relações são: a velocidade média do escoamento (U_∞); uma dimensão característica (L), que pode ser o diâmetro do rotor (D) ou o tamanho da corda (c)

das pás; a pressão (P); a viscosidade cinemática (ν); e a velocidade angular desenvolvida pelas pás do rotor (Ω). Tais variáveis dependem de três grandezas fundamentais do Sistema Internacional (SI): comprimento (metros), tempo (segundos) e massa (quilogramas), que são as mesmas grandezas fundamentais do problema.

Fixadas as variáveis de base do problema e suas escalas, calculam-se todas as outras escalas resultantes das demais variáveis do problema, com base nas relações adimensionais fixas, através de um sistema linearmente independente. Para este modelo, as variáveis de base escolhidas foram o comprimento, a velocidade e a pressão, para as quais podem ser atribuídas escalas.

Cabem alguns comentários sobre a definição de algumas escalas, a começar pela escala de comprimento. Esta deve levar em conta alguns aspectos importantes em relação a ensaios em túnel de vento. O primeiro deles diz respeito ao bloqueio da seção transversal do túnel. Este é um aspecto importante pois existe uma interdependência entre a performance do rotor e o escoamento da esteira. Uma boa performance do rotor é condicionada à possibilidade de livre expansão da esteira. Os diversos ensaios já reportados foram desenvolvidos com uma relação entre área do modelo/área do túnel que varia de 1:1 a 1:125. A primeira não fornece resultados satisfatórios pois, claramente, não há espaço para a expansão da esteira. A segunda representa uma proporção na qual o modelo tem uma pequena dimensão em relação à área do túnel (VERMEER et al., 2003).

Um segundo aspecto que deve ser levado em conta é o espaço útil que existe na mesa de ensaio do túnel de vento a partir do ponto no qual o perfil de velocidades do vento de camada limite encontra-se bem desenvolvido. A dimensão do modelo deve ser suficientemente pequena de modo que caiba neste espaço. Ainda deve ser levado em conta que as turbinas, quando dispostas em conjunto, devem todas estar localizadas neste espaço útil, lembrando que o espaçamento entre elas depende da dimensão de seus rotores.

Desta forma, ajustou-se um índice de bloqueio intermediário aproximado de 1:50, que resulta em uma escala de comprimento aproximada igual a 1:530. A escala utilizada para dimensionamento do modelo, entretanto, pode variar em função dos aspectos já mencionados, além de limitações em relação às dimensões da mesa de impressão utilizada na prototipagem do modelo 3D. A escala resultante, considerando todos esses aspectos, ficou em torno de 1:547.

Vale ressaltar que esta é a escala das dimensões macro do modelo, ou seja, da altura do cubo e do diâmetro do rotor. A escala das dimensões das pás do rotor (comprimento da corda e ângulos de giro) é distorcida para privilegiar a manutenção do TSR adotado no projeto das pás, garantindo as condições de semelhança do modelo. Ainda é importante comentar que a escala da simulação, considerando vento de camada limite com expoente da lei potencial $p=0,23$, para uma altura de 211mm acima do piso do túnel, tem uma escala aproximada de 1:350, diferente da escala do modelo em função de todas as limitações já comentadas (LOREDO-SOUZA et al., 2004).

Outra limitação se estabelece em função da escala resultante de viscosidade cinemática, igual a 1:547. Fisicamente, esta escala não é viável de ser obtida em túnel de vento, o que resulta na impossibilidade de atingir números de Reynolds mais altos, próximos aos valores que ocorrem no escoamento que circunda turbinas reais. Entretanto, como já abordado, esta limitação não representa maiores problemas desde que se consiga manter um número de Reynolds próximo do valor recomendado por Chamorro et al. (2012), e que se conheça o comportamento dos aerofólios escolhidos quando inseridos em um escoamento que apresenta tal valor de (Re). As dimensões resultantes do modelo reduzido, após feita a análise dimensional, podem ser vistas na figura 3.6 e estão listadas na tabela 3.2.

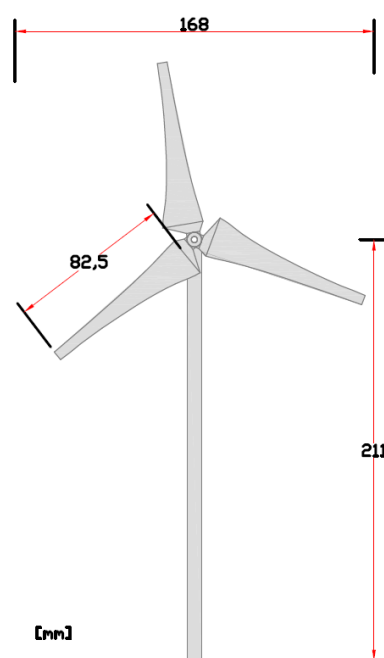


Figura 3.6 – Desenho do modelo reduzido

PARÂMETRO	VALOR	UNIDADE
Escala de comprimento resultante (aproximada) (FS)	1:547	-
Diâmetro do rotor (D)	168	mm
Altura do cubo (H_{cubo})	211	mm
Comprimento da pá ($L_{\text{pá}}$)	82,5	mm

Tabela 3.2 – Dimensões do modelo reduzido

3.3.3.2 Escolha dos aerofólios

Os primeiros aerofólios foram desenvolvidos e tiveram suas características sistematicamente definidas pelo Comitê Nacional Consultivo para Aeronáutica (NACA, na sigla em inglês). Até o momento, três famílias de aerofólios foram desenvolvidas por este Comitê para serem utilizadas em asas de aviões. A primeira é a série de quatro dígitos, cuja evolução resultou na série de cinco e, após, de seis dígitos.

As primeiras turbinas eólicas foram projetadas utilizando destes aerofólios NACA. Por muitos anos, isso continuou a ocorrer até o momento em que passaram a ser desenvolvidos aerofólios cujas características eram especificamente elaboradas para utilização em turbinas eólicas, já que as necessidades eram distintas para as duas aplicações. Como exemplo, pode-se citar a acumulação de sujeira no bordo de ataque das pás cujas seções transversais haviam sido projetadas com o formato de aerofólios da indústria da aviação, o que diminuía drasticamente a produção de energia, já que a rugosidade adicional alterava seu formato aerodinâmico. Além disso, aerofólios com uma transição para o estol mais suave eram necessários (BURTON et al., 2011).

Dessa forma, diversas famílias de aerofólios foram desenvolvidas especialmente para serem utilizadas nas pás de turbinas eólicas. O projeto destes aerofólios iniciou no ano de 1984, quando o *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) iniciou estudos para mais tarde desenvolver oito famílias de aerofólios cujo requisito básico de performance era a manutenção do coeficiente de sustentação mesmo com a presença de rugosidade nas pás. Estes aerofólios são indicados para diversos tamanhos de turbinas e possuem variados formatos e espessuras. Informações mais detalhadas podem ser encontradas no texto de Tangler e Somers (1995).

Com base nos mesmos requisitos, o Risø National Laboratory desenvolveu três famílias de aerofólios com características muito similares às dos aerofólios do NREL (BURTON et al., 2011). Por fim, a *Delft University of Technology* desenvolveu algumas seções de aerofólios, projetados sob a mesma ótica em relação ao requisito de não-sensibilidade à rugosidade. A

estes, porém, foi dado mais ênfase a um segundo requisito: o de aumento da espessura da seção, de forma a construir pás mais estáveis estruturalmente. Mais informações podem ser encontradas no texto de Timmer e van Rooij (2003).

Para o projeto das pás do rotor construído para este trabalho, foi escolhido um aerofólio cuja forma foi desenvolvida pelo NREL. Esta escolha foi baseada, de forma resumida, em três justificativas. A primeira diz respeito à facilidade de acesso aos dados relativos à forma e ao comportamento dos aerofólios, disponíveis no *website* do NREL (NATIONAL WIND TECHNOLOGY CENTER, 2012). A segunda, ao fato de que os aerofólios do NREL possuem formatos que foram desenvolvidos especificamente para o emprego em turbinas eólicas, como já abordado anteriormente. Por fim, acrescenta-se que existe uma ampla gama de opções disponíveis, o que fornece flexibilidade em relação à escolha da melhor forma, tendo em vista as condições do escoamento circundante, além da espessura ideal. Esta espessura não deve ser nem tão pequena, nem excessivamente grande. Aerofólios com pequena espessura geralmente resultam em relações entre C_L/C_D satisfatoriamente altas. Em contrapartida, tornam a estrutura das pás muito frágil, especialmente quando se trata de um modelo reduzido, cujas peças apresentarão dimensões demasiadamente pequenas. Não foram utilizadas dimensões de uma máquina real para as pás do rotor pois este é um dado protegido pelos fabricantes.

O aerofólio escolhido, de código NREL-S803, tem o formato apresentado na figura 3.7 e suas principais características geométricas são resumidas na tabela 3.3. Os valores expostos foram retirados do *website Airfoil Tools*, no qual há um banco de dados com as características de uma grande variedade de aerofólios.

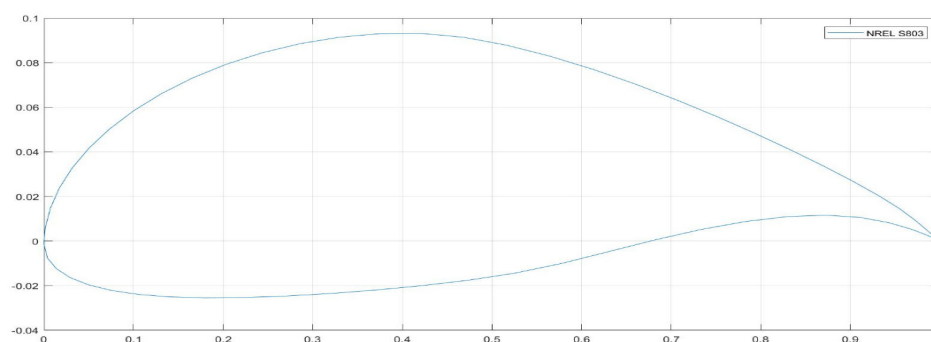


Figura 3.7 – Seção do aerofólio NREL-S803

AEROFÓLIO	S803
Máxima espessura (% corda)	11,5%
Localização do ponto de máxima espessura (% corda)	37,5%
Máximo desvio da linha de curvatura (% corda)	3,7%
Localização do máximo desvio da linha de curvatura (% corda)	46,9%

Tabela 3.3 – Características geométricas do aerofólio NREL-S803
(Fonte: adaptado de AIRFOIL TOOLS, 2017)

3.3.3.3 Projeto das pás do rotor

O projeto das pás do rotor envolve, de forma geral, a definição da performance aerodinâmica que se deseja do rotor da turbina quando inserido em um escoamento. Isso é feito através, essencialmente, da escolha do regime do escoamento que passa pelas pás (escolha do Re_c) e de um TSR de projeto. Assim, calculam-se as dimensões das pás do rotor, cuja seção transversal tem formato de aerofólio previamente definido, que irão resultar na performance desejada. Este é o motivo pelo qual as escalas que envolvem as dimensões das pás do rotor ficam distorcidas em relação à escala macro do modelo, assunto já comentado anteriormente. O procedimento adotado no projeto das pás será detalhado a seguir.

O primeiro passo consistiu na realização de uma análise bidimensional das forças atuantes na seção transversal das pás (aerofólios) quando inseridas no escoamento. Foram definidos parâmetros de projeto em relação ao escoamento e encontrou-se o ângulo de ataque (α) que produzia a máxima relação entre os coeficientes de sustentação (C_L) e arrasto (C_D) para as condições consideradas. Esta análise é feita através do *software* XFOIL (DRELA; YOUNGREN, 2001), entrando com as coordenadas da seção do aerofólio e com o número de Reynolds (referente à corda da seção do aerofólio). Os valores resultantes são listados na tabela 3.4 e o gráfico da distribuição dos coeficientes aerodinâmicos de pressão que atuam na seção do aerofólio sob as condições consideradas em projeto são mostradas na figura 3.8.

Em uma segunda etapa, define-se o TSR (comentado a seguir) e o número de pás do rotor ($B=3$), de forma a poder utilizar a equação (2.60) para calcular o ângulo ideal do vento relativo (φ) e, conseqüentemente, o ângulo de passo da seção (θ_p), através da relação ($\theta_p = \varphi - \alpha$), retirada da figura 2.22. A seguir, calcula-se o tamanho ideal da corda (c) para cada seção da pá, através da equação (2.59), além da localização do centro de pressão (x_{CP}) (equação 2.38), através do qual as seções são alinhadas. As pás foram divididas em quinze elementos transversais com

afastamento de 5,5 mm entre planos, e estes parâmetros foram calculados para cada uma das seções, resultando nos valores mostrados na tabela 3.5.

	PARÂMETROS DE PROJETO
Aerofólio	NREL-S803
Comprimento do vão [cm]	8,25
Ângulo de ataque (α) [°]	6,1
λ (TSR)	6
Reynolds (corda)	$1,91 \times 10^4$
Relação C_L/C_D	6,59
Coefficiente de sustentação (C_L)	0,444

Tabela 3.4 – Parâmetros aerodinâmicos de projeto das pás do rotor

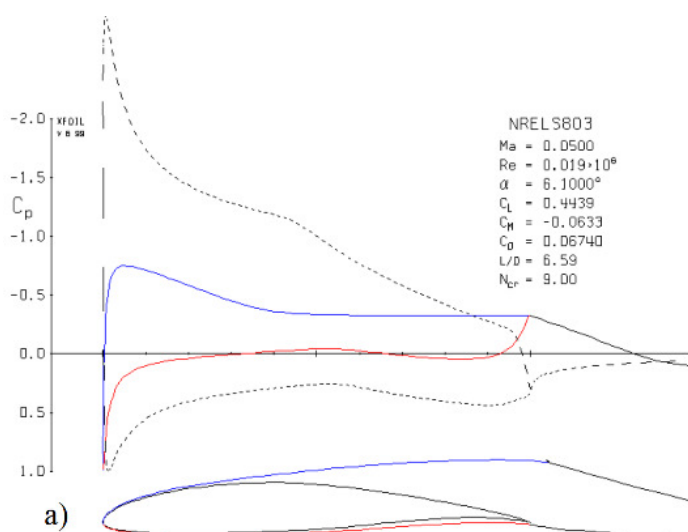


Figura 3.8 – Distribuição dos coeficientes aerodinâmicos de pressão (C_p) no aerofólio para o ângulo de ataque ótimo encontrado (Fonte: DRELA; YOUNGREN, 2001)

A escolha do TSR de projeto, conforme salientado por Bastankhah e Porté-Agel (2017), deve levar em conta as perdas que ocorrem na extração da energia que ocorre no rotor. A exemplo destas, cita-se a perda devido à rotação da esteira e a perdas devido ao arrasto nas pás do rotor. A primeira diminui à medida que se aumenta o valor do TSR, o que também aumenta a performance da turbina, que opera em mais altos números de Reynolds. A segunda, em contrapartida, aumenta com o aumento do TSR, o que ocorre devido à diminuição do ângulo

de vento relativo (ϕ) quando a turbina é projetada para girar mais rapidamente. Este ângulo menor, por sua vez, aumenta a projeção da força de arrasto nas pás do rotor. Além do aumento do TSR, a operação da turbina em baixos valores de Re_c também ocasiona maiores perdas por arrasto. Acrescenta-se, ainda, que o comprimento da corda (c) das seções transversais da pá do rotor decresce com o aumento do TSR de projeto. Ou seja, não se pode escolher um valor de TSR muito elevado pois isso resulta em um modelo frágil e de difícil construção e preservação de formas e detalhes. A combinação TSR- Re_c de projeto, portanto, deve ser escolhida de forma a contrabalancear os efeitos negativos da variação de cada um destes parâmetros. Para o projeto da turbina, foi escolhido o valor de $\lambda=6$ e $Re_c = 1,91 \times 10^4$. Este TSR (ou λ) representa um valor intermediário e está dentro da faixa recomendada pela literatura. Não é nem tão alto a ponto de resultar em perdas por arrasto muito altas; nem tão baixo, de modo a não tornar as perdas por rotação de esteira demasiadamente expressivas.

Ressalta-se, no entanto, que os ensaios tiveram de ser realizados sob condições de escoamento diferentes daquelas definidas em projeto. Isto é, foi desenvolvido um valor mais baixo de (Re_c) devido, principalmente, à impossibilidade de desenvolver velocidades mais elevadas de vento frente à fragilidade do modelo. Este, portanto, não performa aerodinamicamente da mesma forma para a qual foi projetado. No entanto, o valor de (Re_c) obtido nos ensaios, igual a $1,07 \times 10^4$, ficou suficientemente próximo do valor de projeto. Além disso, como as dimensões das seções das pás são conhecidas, é possível determinar os coeficientes aerodinâmicos para a situação dos ensaios. Estes, novamente, ficaram aceitavelmente próximos do valor de projeto: a relação C_L/C_D passa de 6,59 para 5,94 na condição de ensaio. Comparando estes dois valores, pode-se concluir que o rotor perde desempenho aerodinâmico com a operação em um Re_c mais baixo e TSR mais alto, o que deve aumentar a magnitude das perdas por arrasto nas pás

A última etapa envolveu o desenho do rotor, através do *software* SolidWorks (DASSAULT SYSTEMES, 2016). Na figura 3.9, pode-se identificar as diversas seções que formam a totalidade da pá, além da localização do centro de pressão de cada uma delas, ponto pelo qual elas foram alinhadas. Na figura 3.10 é mostrada a aparência final do rotor.

Elemento N°	Raio [cm]	Ângulo do vento relativo (ϕ) [°]	Ângulo de passo da seção (θ_p) [°]	Corda (c) [mm]	Localização do centro de pressão (x_{cp}) [mm]
14	8.250	6.30	0.20	9.49	2.71
13	7.975	6.51	0.41	9.81	2.80
12	7.425	6.99	0.89	10.52	3.00
11	6.875	7.53	1.43	11.33	3.24
10	6.325	8.16	2.06	12.28	3.51
9	5.775	8.91	2.81	13.39	3.83
8	5.225	9.80	3.70	14.72	4.21
7	4.675	10.89	4.79	16.34	4.67
6	4.125	12.24	6.14	18.33	5.24
5	3.575	13.94	7.84	20.84	5.95
4	3.025	16.16	10.06	24.07	6.88
3	2.475	19.12	13.02	28.32	8.09
2	1.925	23.16	17.06	34.01	9.72
1	1.375	28.61	22.51	41.41	11.83
0	0.825	34.49	28.39	48.97	13.99

Tabela 3.5 – Valores calculados no dimensionamento das quinze seções que formam a pá do rotor

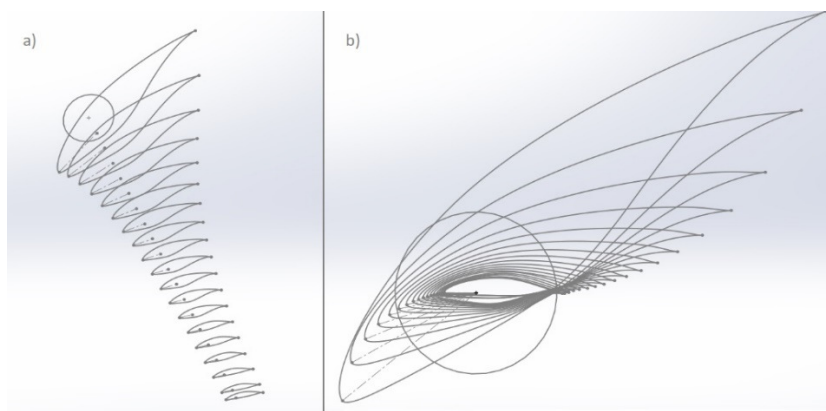


Figura 3.9 – Vista a) em perspectiva e b) frontal das seções em formato de aerofólio que formam as pás do rotor (Fonte: DASSAULT SYSTÈMES, 2016)

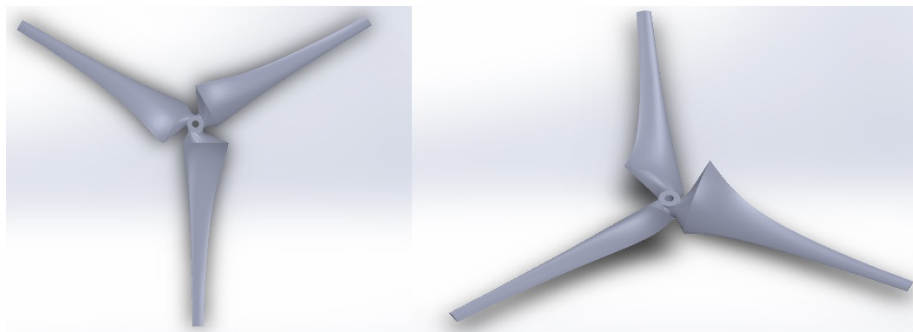


Figura 3.10 – Vistas do rotor cujas pás foram desenvolvidas com o aerofólio NREL-S803 (Fonte: DASSAULT SYSTÈMES, 2016)

3.3.3.4 Impressão 3-D e montagem do modelo reduzido

A impressão foi realizada na impressora 3D da marca Cliever, modelo CL1 *Black Edition*, cujas dimensões da mesa permitem impressões de objetos de até 180x180x100mm, pertencente ao Laboratório de Aerodinâmica das Construções (LAC). O mesmo modelo de impressora foi utilizado no trabalho de Garré (2015), cujo procedimento serviu, inclusive, como base para diversos pontos deste trabalho.

As dimensões reduzidas da mesa da impressora limitaram a impressão do rotor como um objeto único, tal como ocorreu com Garré (2015). Adicionalmente a isso, o formato curvo das pás do rotor impede a impressão do rotor como uma peça monolítica na posição deitada, pois afeta a precisão nas medidas das pás, já que esta criaria muitos filamentos de suportes inferiores que deveriam ser lixados posteriormente. Assim, as três pás do rotor foram impressas separadamente, na posição vertical. Além disso, a pá foi impressa em duas partes, separadas pela seção transversal de maior corda, para que a seção em contato com a mesa da impressora fosse a maior e não fossem criados suportes na impressão, evitando a necessidade de usinagem da peça de tão pequena dimensão (figura 3.11).

Foram impressos, além disso, o cubo e a torre, dando forma ao modelo reduzido. As pás do rotor foram montadas e conectou-se este ao cubo através de um adaptador especial. Este adaptador liga o rotor a um motor, que fica inserido dentro do cubo, utilizado para fazer as leituras de potência elétrica gerada (figura 3.12). O motor de corrente contínua utilizado é o mesmo utilizado por Inestroza (2017), da marca *Precision Microdrive*, modelo 112-001, de 12mm de diâmetro, possui uma tensão nominal de 2,4V, resistência interna de 2Ω , velocidade de carga nominal de 12.000RPM e 3 polos magnéticos.

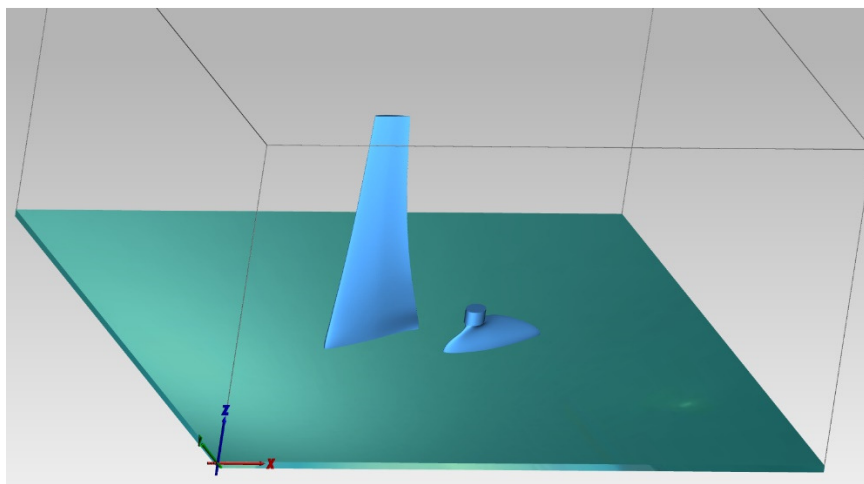


Figura 3.11 – Disposição de impressão das duas partes das pás no *software Cliever Studio*

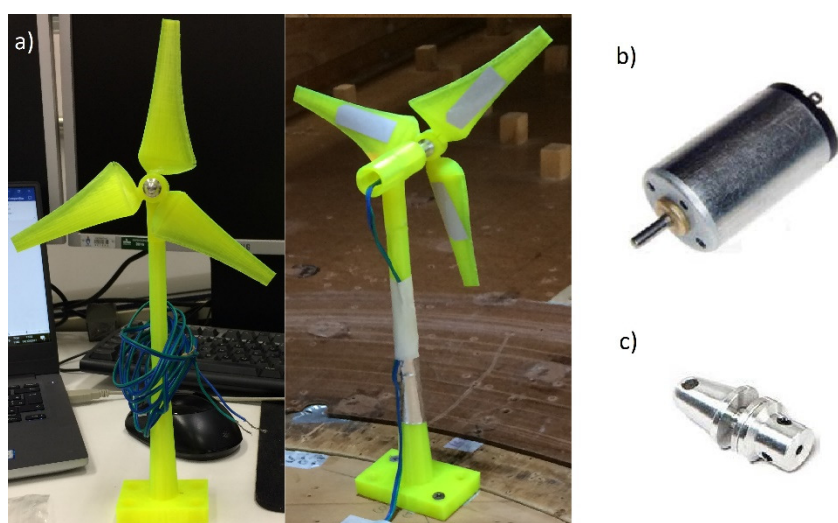


Figura 3.12 –a) Modelo reduzido após montado; b) Motor CC *Precision Microdrive 112-001*; c) Adaptador especial 3-1,5mm

3.4 INSTRUMENTAÇÃO

Para a execução de medições feitas em ensaios conduzidos em túnel de vento, é necessária a utilização de alguns equipamentos, que serão brevemente apresentados nos próximos subitens, após feitos alguns comentários sobre as incertezas que giram em torno de ensaios experimentais.

3.4.1 Incertezas na medição

A medição de uma grandeza física consiste basicamente na leitura de determinado valor em uma graduação como, por exemplo, o valor de um comprimento em uma régua ou um intervalo de tempo em um relógio. Ao lermos um comprimento que está entre as marcações 5,5 cm e 5,6 cm em uma régua com graduação de 0,1 cm de intervalo, será necessário fazer uma interpolação se quisermos obter a casa centesimal de tal leitura. Esta incerteza, chamada de erro instrumental, está presente em todos os instrumentos de medição e será igual a no máximo metade da menor divisão do instrumento. No caso da régua, a incerteza é de $\pm 0,05$ cm. Assim, a medida de grandezas nunca é um valor exato, e sim o valor mais provável dentro de um intervalo de confiança, igual a resolução do instrumento de medição utilizado.

Todas as medidas, portanto, possuem um erro a elas atrelado, que depende essencialmente do instrumento de medição utilizado. A **exatidão** de uma medida depende de quão perto ela se encontra do valor considerado correto, ao passo que a **precisão** depende de quão próximos os valores medidos se encontram entre si. O ideal é que as leituras sejam exatas e precisas, o que nem sempre ocorre, em função de limitações tanto em relação ao equipamento quanto em relação ao procedimento de medição, que pode carregar erros sistemáticos, incrementados a cada valor medido (GARRÉ, 2015).

Existem, portanto, uma diversidade de incertezas e limitações quando se trabalha com medições em ensaios experimentais. Estes erros não foram quantificados neste trabalho, mas deve-se ter em mente que eles estão presentes e trabalhar ao máximo no intuito de minimizá-los.

3.4.2 Tubo de Pitot-Prandtl

O teorema de Bernoulli determina que a pressão total em um escoamento permanente de um fluido sem viscosidade, se mantém ao longo de dois pontos quaisquer do escoamento. Este teorema, quando aplicado ao vento, escoamento considerado incompressível e cujo fluido (ar) tem massa de valor desprezável, pode ser simplificado, de modo que a pressão total (P_T) em cada ponto do escoamento é dada pela soma das pressões estática (P_e) e dinâmica ($\frac{1}{2}\rho U_\infty^2$). O tubo de Pitot-Prandtl se baseia neste princípio básico na medida em que é utilizado como ferramenta para determinar a velocidade de escoamento de um fluido (U_∞) através da medição simultânea das pressões estática (P_e) e pressão total (P_T) em um ponto de estagnação (velocidade nula) deste mesmo fluido.

A medição das pressões é feita através de um tubo, no qual existe um orifício central, inserido sempre ao longo da direção do escoamento, e pequenos orifícios laterais, normais à direção do escoamento (figura 3.13). Entre as duas cavidades ao fundo destes orifícios, é colocado um transdutor de pressão, que mede a diferença entre estas duas pressões, estática (orifícios laterais) e total (orifício central). Esta diferença, sabe-se, resulta na pressão dinâmica do escoamento, de acordo com o teorema de Bernoulli simplificado. Esta é, então, utilizada para calcular a velocidade do escoamento, através de (3.4) (BLESSMANN, 2011; ANDRESEN, 2013).

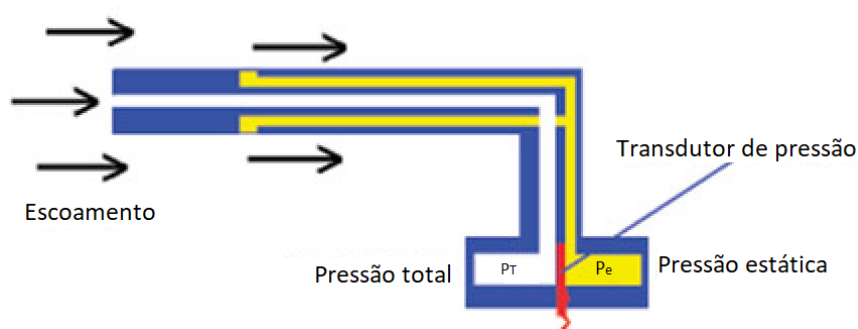


Figura 3.13 – Funcionamento de um tubo de Pitot-Prandtl (Fonte: adaptado de ANDRESEN, 2013)

$$U_{\infty} = \sqrt{\frac{2(P_T - P_e)}{\rho}} \quad (3.4)$$

onde:

ρ : densidade do ar [kg/m^3].

3.4.3 Anemômetro de fio-quente

Anemômetros de fio quente são dispositivos cuja utilização é apropriada para medir a velocidade de escoamentos que apresentam flutuações de velocidade, a exemplo de escoamentos turbulentos. É possível captar variações de velocidade de altas frequências com elevada precisão. A medição através de anemômetros de fio quente é feita através de um sensor que fica inserido no escoamento e que está conectado a equipamentos eletrônicos, que controlam os circuitos elétricos e registram as leituras feitas.

Através do sensor (figura 3.14), um fio de pequeno diâmetro (usualmente $5\mu\text{m}$), passa uma corrente elétrica. Esta o aquece, fazendo com que se estabeleçam trocas convectivas entre o fio aquecido e o escoamento de menor temperatura que o cerca. O princípio de funcionamento do anemômetro se baseia na manutenção da temperatura constante do fio quente, através da variação na sua resistência e, conseqüentemente, na tensão necessária, que pode ser relacionada à velocidade do escoamento exterior (ANDRESEN, 2013).

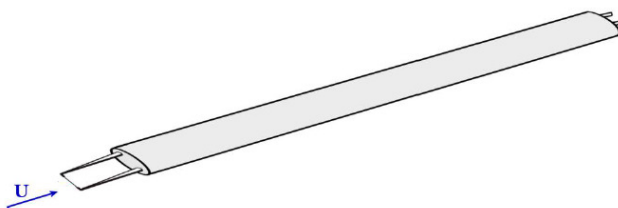


Figura 3.14 – Anemômetro de fio quente (Fonte: adaptado de ANDRESEN, 2013)

3.4.4 Foto-tacômetro digital

Este é um aparelho utilizado para medição de quantidade de rotações por minuto (RPM) de objetos que giram. Seu princípio de funcionamento é baseado na simples emissão, por parte do aparelho, de um feixe de luz. Este incide em uma superfície refletora fixada convenientemente no objeto a ser medido e é captado e lido novamente pelo aparelho, da forma como é mostrado na figura 3.15.

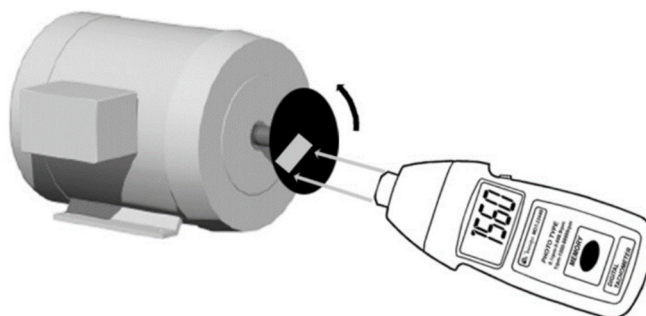


Figura 3.15– Foto-tacômetro digital (Fonte: MINIPA, 2010)

3.5 CONFIGURAÇÃO DOS ENSAIOS

Os ensaios foram realizados na mesa M-II do túnel de vento Prof. Joaquim Blessmann da UFRGS. Ao todo, foram realizadas três etapas de ensaios. Inicialmente, foram realizados ensaios utilizando quatro configurações de vento incidente, com o objetivo de investigar o comportamento aerodinâmico do modelo reduzido, da forma como realizado por Inestroza (2017). Após avaliadas estas características aerodinâmicas, foi escolhido o perfil de vento que seria utilizado para a condução de todos os ensaios seguintes.

A segunda etapa de ensaios teve como objetivo investigar as características do escoamento à sotavento de uma turbina isolada para o perfil de vento escolhido na primeira etapa, para diferentes ângulos de *yaw*. A terceira etapa, por fim, teve como objetivo realizar medições de potência para a turbina isolada e para um conjunto de duas turbinas de modo a investigar o ganho de potência do conjunto quando uma das turbinas opera em *yaw*. Estas etapas serão descritas nos itens a seguir.

Quanto à disposição da turbina no túnel, as duas primeiras etapas dos ensaios foram realizadas com o modelo reduzido inserido no eixo central do túnel. O cubo do modelo reduzido fica a uma altura fixa de 211 mm do piso do túnel, conforme abordado na seção 3.3.3.1, que trata da análise dimensional do modelo reduzido. Na terceira etapa de ensaios, quando as duas turbinas foram ensaiadas em conjunto, uma delas foi movida na direção *y* do túnel de forma a diminuir a interação entre suas esteiras. Nos itens a seguir, cada uma das etapas de ensaio será abordada com mais detalhes.

3.5.1 Primeira etapa de ensaios – comportamento aerodinâmico do modelo

A primeira etapa de ensaios envolveu a investigação do comportamento aerodinâmico do modelo. Foram consideradas as seguintes configurações de vento incidente: (a) uniforme-suave; (b) uniforme-turbulento; (c) lei potencial com expoente $p = 0,11$ e (d) lei potencial com expoente $p = 0,23$. Nestes ensaios, foram feitas medições da velocidade angular (Ω) desenvolvida pelo rotor quando submetido a diversas velocidades dos quatro diferentes ventos incidentes de modo a investigar os parâmetros característicos desenvolvidos pelo rotor: velocidade de ponta de pá (TSR) e número de Reynolds (Re) e compará-los àqueles considerados em projeto. A velocidade angular foi medida através da utilização do fototacômetro digital Minipa MDT-2244B. Foram realizadas leituras do número de revoluções por minuto do rotor (RPM), que estava localizado a 200mm à barlavento do equipamento de

medição. De forma a aumentar a precisão na leitura, como realizado por Inestroza (2017) em seu trabalho, foram coladas três fitas refletivas em cada uma das três pás do rotor (figura 3.16). O valor da leitura no equipamento foi, desta forma, dividido por três.



Figura 3.16 – Leitura da velocidade angular do rotor

Além da velocidade angular, também foram realizadas medições da pressão absoluta do ar (kPa), da temperatura ($^{\circ}\text{C}$) e da pressão dinâmica do escoamento (mmH_2O). A pressão absoluta foi medida através do barômetro Novus/Huba N1500 (figura 3.17-a) e a temperatura, através do micromanômetro ManoAir 500 (figura 3.17-b), que realiza a leitura através de uma sonda instalada em uma das paredes laterais do túnel de vento. A pressão dinâmica também foi medida, para um intervalo de 60 segundos, através de um tubo de Prandtl-Pitot, instalado a barlavento do modelo reduzido em uma das paredes laterais do túnel de vento, a uma altura de 450 mm acima do piso do túnel (figura 3.18).



Figura 3.17 – a) Barômetro Novus/Huba N1500; b) Micromanômetro ManoAir 500 (Fonte: INESTROZA, 2017)



Figura 3.18 – Localização do tubo de Pitot-Prandtl

A densidade do ar (ρ) no túnel foi calculada através da expressão (3.5), indicada por Johnson (2001), através da pressão absoluta (P_{abs}), dada em kPa, medida no barômetro e da temperatura (T), dada em °C, medida no ManoAir 500.

$$\rho = \frac{3,484P_{abs}}{273,15 + T} \quad (3.5)$$

A velocidade do vento incidente no túnel foi calculada através da expressão (3.4), na qual a diferença entre pressões é fornecida em mmH₂O pela leitura no tubo de Prandtl-Pitot e deve ser convertida para kPa. Por fim, a viscosidade cinemática (ν) do ar foi calculada através da

expressão (3.6) que, se utilizada para temperaturas (T) na faixa de -10°C a 60°C fornece um erro inferior a 1%, como indicado por Blessmann (2011).

$$v = (13 + 0,1T) \times 10^{-6} \quad (3.6)$$

Com estes dados, foi possível calcular os valores do TSR e do Re desenvolvidos para cada situação e, assim, decidir qual vento incidente seria utilizado para a condução da segunda etapa de ensaios. Foram considerados aspectos como a fragilidade do modelo frente a velocidades altas de vento, além da proximidade dos dados obtidos nos ensaios com aqueles considerados em projeto. Os dados obtidos para cada tipo de vento incidente serão apresentados no capítulo 4, no qual são expostos os resultados.

Para a condução dos ensaios da segunda etapa, foi escolhido o perfil de vento de camada limite de expoente $p = 0,23$ da lei potencial, com uma frequência do inversor do túnel de vento igual a 4,0 Hz. Esta configuração resultou em um TSR = 6,15, valor próximo daquele para o qual o rotor foi projetado para performar, e um $Re = 3,2 \times 10^4$, calculado com o diâmetro (D) do rotor. Tal escolha será mais detalhadamente justificada no capítulo 5, no qual os resultados obtidos são discutidos.

Vale salientar que o número de Reynolds calculado com o diâmetro do rotor (Re_D), característico dos ensaios conduzidos, não atingiu o valor mínimo indicado por Chamorro et al. (2012), igual a $4,8 \times 10^4$, acima do qual os perfis de velocidade tornam-se independentes de Re_D , nem o valor de $Re_D = 9,3 \times 10^4$, acima do qual os perfis de intensidade de turbulência se tornam independentes de Re_D . No entanto, chegou-se suficientemente próximo destes valores, principalmente quando se trata da velocidade, atingindo os valores expostos no item 4.1. Além disso, são realizadas comparações entre perfis de velocidade e intensidade de turbulência medidos para uma mesma velocidade e configuração de escoamento incidente, o que ameniza o fato de não se ter atingido o valor de Re_D sugerido. Salienta-se, ainda, que também não foi atingido o valor mínimo de Re_c sugerido por De Vries (1983), igual a 3×10^5 , calculado com a corda média da pá do rotor. Conforme exposto na seção 3.3.3.3, que aborda o projeto das pás do rotor, o valor médio de Re_c ficou em torno de $1,91 \times 10^4$. Este, no entanto, é de maior importância quando se quer investigar as condições aerodinâmicas das pás do rotor e de efeitos localizados ligeiramente à sotavento do rotor, na região da esteira próxima. Ainda que a

aerodinâmica das pás do rotor seja analisada neste trabalho, não é o objetivo principal. Este está na análise da deflexão da esteira, fenômeno que se estabelece quase que em sua totalidade na região da esteira distante, o que permite, portanto, dar menor relevância ao Re_c .

3.5.2 Segunda etapa de ensaios – características da esteira

Esta etapa de ensaios, como já abordado, teve como objetivo a investigação dos principais parâmetros que caracterizam a esteira aerodinâmica de turbinas eólicas: velocidade média e intensidade de turbulência. As medições foram feitas para as condições de velocidade e para o perfil de vento escolhidos na etapa anterior de ensaios, para diferentes ângulos de *yaw*. Para tanto, foi utilizado o anemômetro de fio-quente da marca *Dantec Dynamics*, do sistema *Streamline 90 NS*, em conjunto com o software *StreamWare*, do mesmo sistema, responsável pelo armazenamento e processamento de dados coletados.

Os valores de velocidade média e o valor quadrático médio (rms) foram adquiridos em diversos pontos, para três diferentes posições longitudinais à sotavento do modelo reduzido, como mostrado nas figuras 3.19 e 3.20, gerando um mapeamento que deu origem a perfis verticais (x-z) e horizontais (x-y) de velocidade média e intensidade de turbulência (calculada através de 2.11). Seguindo na mesma linha de Inestroza (2017), a frequência de aquisição dos ensaios foi de 2.048 Hz dentro de um período de 60 segundos, resultando em 122.880 amostras para cada um dos pontos considerados.

Como pode ser observado nas figuras, foram realizadas medições para três diferentes distâncias longitudinais à sotavento do modelo reduzido ($x/D = 2; 4; 7$), além de $x/D = 0$, de modo a obter o perfil de vento desenvolvido no túnel, tanto para os perfis verticais quanto para os horizontais. Para cada perfil vertical, foram considerados 27 pontos: 24 pontos com espaçamento de 15 mm entre cada um, da cota $z = 16$ mm a $z = 361$ mm; e mais 3 pontos com espaçamento igual a 30 mm entre eles, da cota $z = 361$ mm a $z = 451$ mm. Para cada perfil horizontal, foram considerados 27 pontos, todos medidos na cota $z = 211$ mm (altura do cubo), com um espaçamento fixo de 30 mm entre eles, partindo de $y = -390$ mm e indo a $y = 390$ mm, passando pelo zero, que é a localização do eixo do rotor. Foram considerados, ainda, quatro diferentes ângulos de *yaw*: -30° , -15° , $+15^\circ$ e $+30^\circ$, além do ângulo 0° . Assim, foram gerados ao todo 32 perfis verticais e horizontais de velocidade média e mais 32 perfis de intensidade de turbulência, como resumido na tabela 3.6. A figura 3.21 mostra o arranjo experimental durante as medições com o anemômetro de fio-quente.

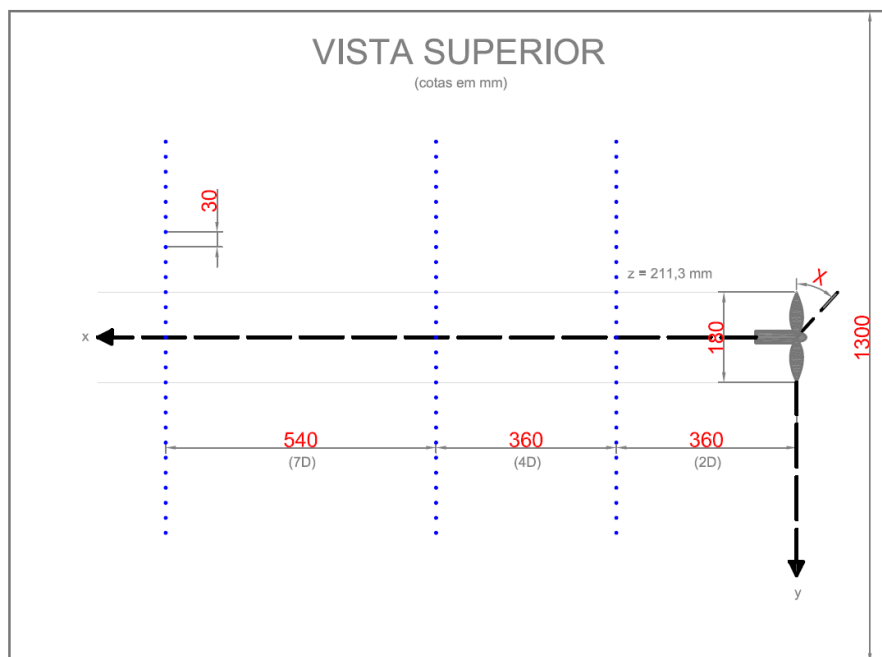


Figura 3.19 – Vista superior da configuração dos pontos (em azul) de medição dos ensaios – perfis horizontais

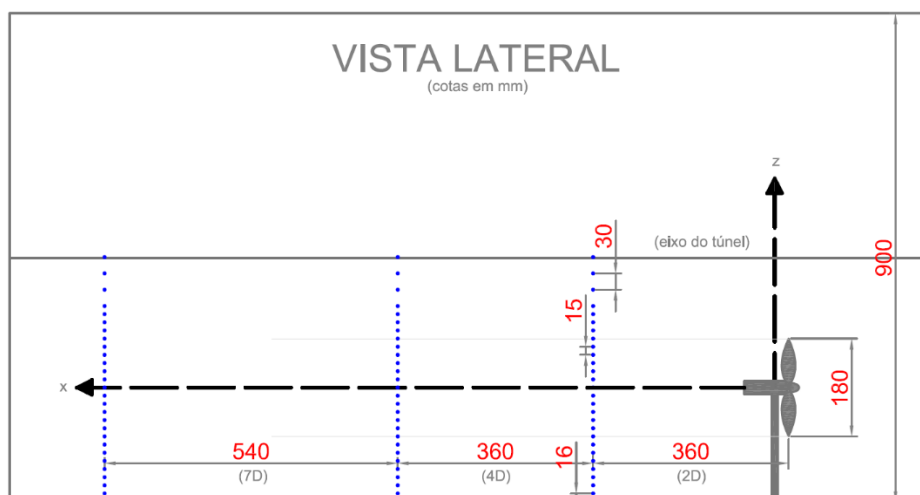


Figura 3.20 – Vista lateral da configuração dos pontos (em azul) de medição dos ensaios – perfis verticais

Perfil	χ	Distância Longitudinal				
		0D	2D	4D	7D	
Vertical	-30°	-	1	1	1	
	-15°	-	1	1	1	
	0°	1	1	1	1	
	+15°	-	1	1	1	
	+30°	-	1	1	1	
Horizontal	-30°	-	1	1	1	
	-15°	-	1	1	1	
	0°	1	1	1	1	
	+15°	-	1	1	1	
	+30°	-	1	1	1	TOTAL
Σ		2	10	10	10	32

Tabela 3.6 – Resumo da quantidade de perfis de velocidade média e intensidade de turbulência gerados

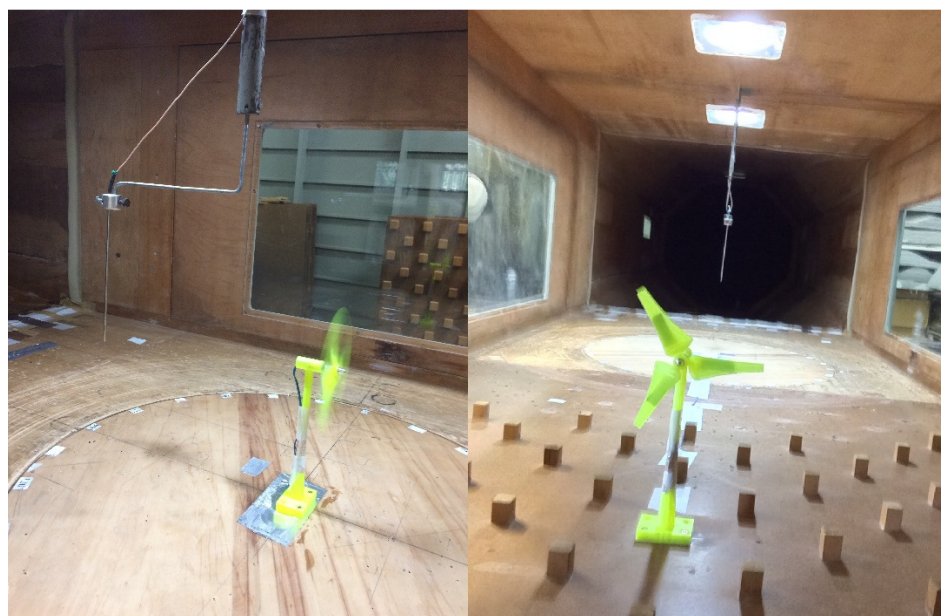


Figura 3.21 – Arranjo experimental das medições com o anemômetro de fio-quente

3.5.3 Terceira etapa de ensaios – medições de potência

Em uma terceira etapa, foram realizadas medições da potência elétrica gerada, inicialmente, por uma turbina isolada e, posteriormente, por um conjunto de duas turbinas, com o intuito de investigar o aumento na produção de energia do conjunto através da manipulação do ângulo de *yaw* da turbina localizada à barlavento, de modo a desviar sua esteira da turbina à sotavento.

Para tanto, utilizou-se um motor da marca *Precision Microdrive*, como já abordado na seção 3.3.3.4, que, neste caso, funciona como um gerador, já que capta um sinal mecânico (rotação do eixo) e o converte em potência elétrica.

Foram feitas medições de corrente e de tensão simultaneamente, através da utilização dos dois multímetros da figura 3.22-a. Para medir a tensão, as ponteiros do motor foram conectadas em paralelo a um dos multímetros e para medir a corrente, as ponteiros do motor foram conectadas em série ao outro multímetro. Um resistor de 12Ω foi utilizado com o intuito de fechar o circuito pelo qual passa a corrente e realizar a leitura, conforme mostrado na figura 3.22-b. É interessante comentar que este resistor introduzido no circuito pode funcionar como um “freio” para o motor/gerador, fornecendo controle sobre o parâmetro TSR. Utilizando um potenciômetro (resistor de resistência variável), pode-se limitar a corrente que passa pelo circuito à medida em que se aumenta o valor da resistência do potenciômetro. Por este motivo, todas as medições de potência foram feitas com o mesmo resistor e em uma etapa separada das medições de características da esteira.

Salienta-se, ainda, que essas medições não consideraram as perdas elétricas internas do motor e nem as perdas por fricção que ocorrem no rotor. Isto, entretanto, não representa maiores problemas enquanto os dados forem utilizados apenas para comparação de situações cujas potências foram medidas da mesma maneira.

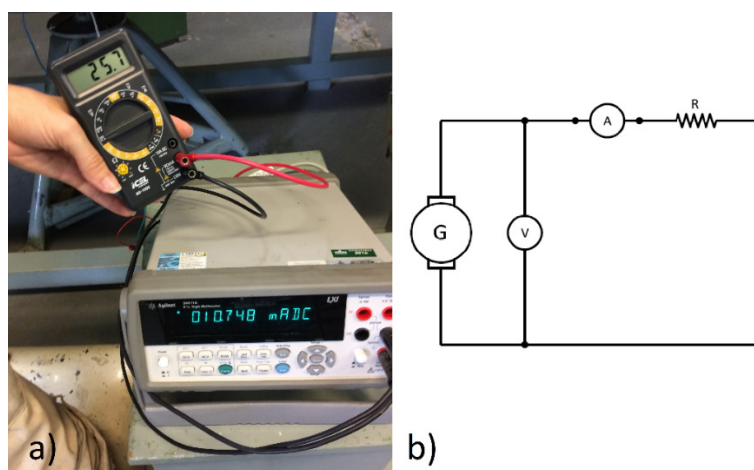


Figura 3.22 –a) Multímetros utilizados e b) circuito que representa as medições de potência realizadas nos ensaios

Foram consideradas três diferentes configurações: (a) turbinas distanciadas longitudinalmente de $7D$ e dispostas ao longo do mesmo eixo transversal; (b) turbinas distanciadas longitudinalmente de $5,5D$ e transversalmente de $0,5D$ e (c) turbinas distanciadas longitudinalmente de $5,5D$ e transversalmente de $1D$. Para as três configurações, o ângulo de *yaw* da turbina localizada à barlavento foi variado de 15 em 15 graus, partindo do -30° indo até o 30° . As três configurações estão detalhadas nas figuras 3.23, 3.24 e 3.25. A escolha das três configurações para os ensaios de medição de potência teve como base os resultados obtidos na segunda etapa de ensaio – de medição de velocidade média e intensidade de turbulência na esteira – e será comentada a seguir.

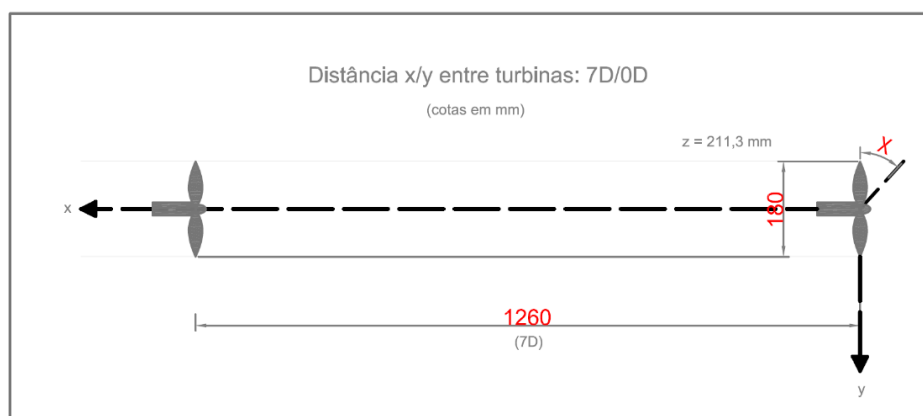


Figura 3.23 –Configuração de ensaios (a): distância longitudinal entre turbinas $7D$ e transversal $0D$

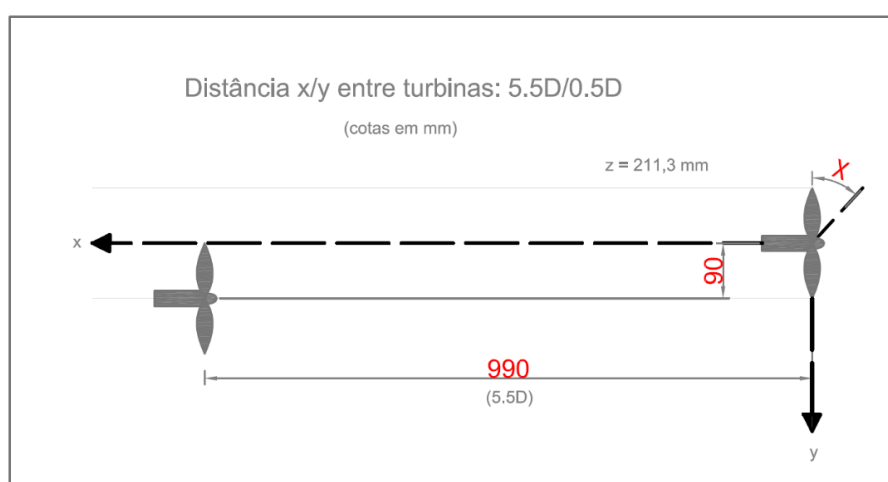


Figura 3.24 –Configuração de ensaios (b): distância longitudinal entre turbinas $5,5D$ e transversal $0,5D$

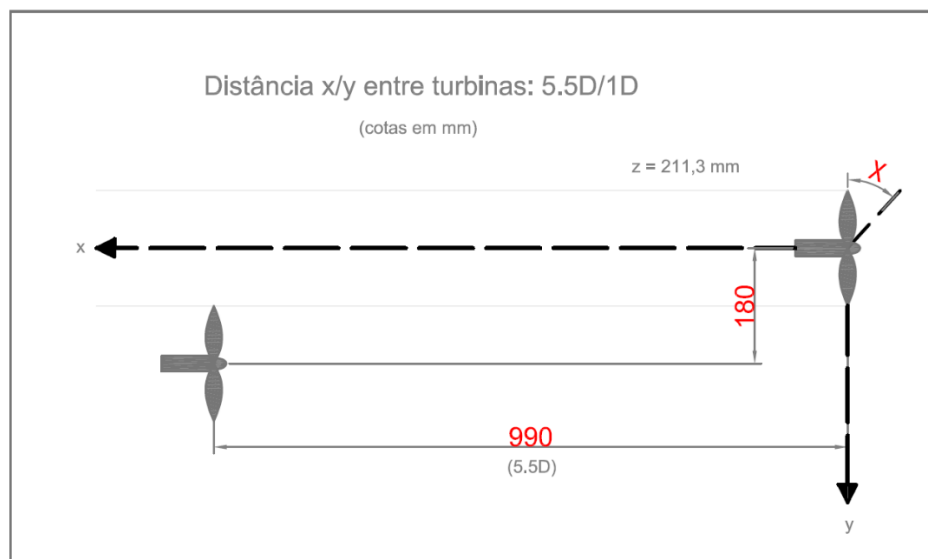


Figura 3.25 –Configuração de ensaios (c): distância longitudinal entre turbinas 5,5D e transversal 1D

4 RESULTADOS

Este capítulo apresenta os dados medidos nos ensaios conduzidos ao longo das três etapas do trabalho: (a) ensaios que investigaram os parâmetros característicos do modelo reduzido; (b) ensaios que investigaram os perfis de velocidade média e intensidade de turbulência da esteira e (c) ensaios cujo objetivo era a medição de potência elétrica produzida pelas turbinas.

4.1 PARÂMETROS CARACTERÍSTICOS

Este item apresenta os resultados obtidos na primeira etapa de ensaios, aqueles que tiveram como objetivo investigar e validar as características aerodinâmicas do modelo reduzido projetado e construído. Foram investigados dois parâmetros, ambos variando em função da frequência do inversor do túnel de vento e, conseqüentemente, da velocidade do vento desenvolvida dentro deste, na altura do cubo do rotor (U_{cubo}). Os parâmetros investigados foram o TSR e o número de Reynolds (Re_D) (calculado com base na dimensão característica do diâmetro do rotor) e são apresentados nas tabelas 4.1, 4.2, 4.3 e 4.4 a seguir. O número de Reynolds, para os dois últimos casos com perfis de camada limite de velocidades de vento (tabelas 4.3 e 4.4), foi calculado com base na velocidade corrigida para a altura do cubo do modelo reduzido (U_{cubo}), através da equação (2.14). Para os demais casos, utilizou-se a velocidade de fluxo livre (U_{∞}), uniforme ao longo da seção transversal, medida pelo tubo de Prandtl-Pitot. O mesmo foi feito para o parâmetro TSR.

O coeficiente de empuxo (C_T), importante parâmetro de entrada nos modelos de esteira utilizados para comparação com os perfis de velocidade e intensidade de turbulência experimentais, foi calculado com base nos valores de velocidade medidos para os perfis de velocidade média verticais e horizontais para o ângulo de 0° , nas três distâncias longitudinais consideradas, através das equações (2.21) e (2.25). Na equação (2.21), entrou-se apenas com aqueles valores de (a) referentes às velocidades medidas na região interna ao plano do rotor na esteira. Para cada distância longitudinal, foram calculados dois valores de C_T (provenientes dos dados dos perfis vertical e horizontal de velocidade medidos nestes locais). De modo a definir apenas um valor, foi feita uma média destes dois. Ainda foi necessário fazer uma análise com o intuito de escolher qual C_T utilizar como entrada nos modelos de esteira. Optou-se por utilizar o valor de C_T que relaciona a força axial exercida no rotor do ponto de vista da distância longitudinal $x/D=2$. Este valor foi utilizado como dado de entrada para o cálculo dos déficits

de velocidade através dos modelos de Jiménez et al. (2010) e Bastankhah e Porté-Agel (2016), já que resultou em um melhor ajuste dos perfis medidos com os teóricos. Já para o modelo de Qian e Ishihara (2018), considerou-se também os C_T 's referentes às distâncias longitudinais $x/D=4$ e $x/D=7$ na construção dos perfis de déficits de velocidade média e intensidade de turbulência, para o mesmo ângulo $\chi=0^\circ$. A figura 4.1 mostra os valores médios de C_T , destacados em negrito (valores adotados na construção dos perfis teóricos) e a dispersão dos máximos e mínimos para cada distância longitudinal.

Frequência Inversor [Hz]	Ω [rpm]	Ω [rad/s]	U_{cubo} [m/s]	TSR	Re (D)
3.1	1883	197.22	2.88	6.17	3.36E+04
4	2670	279.60	3.81	6.60	4.45E+04
5	3487	365.12	4.79	6.85	5.60E+04
6	4357	456.23	5.82	7.05	6.80E+04
7	5233	548.03	6.84	7.21	7.99E+04

Tabela 4.1 – Dados medidos nos ensaios de desempenho aerodinâmico: vento uniforme-suave

Frequência Inversor [Hz]	Ω [rpm]	Ω [rad/s]	U_{cubo} [m/s]	TSR	Re (D)
3.1	983	102.97	1.82	5.08	2.12E+04
4	1477	154.64	2.48	5.62	2.88E+04
5	1983	207.69	3.10	6.03	3.60E+04
6	2487	260.40	3.78	6.21	4.39E+04
7	3007	314.86	4.39	6.46	5.09E+04

Tabela 4.2 – Dados medidos nos ensaios de desempenho aerodinâmico: vento uniforme-turbulento

Frequência Inversor [Hz]	Ω [rpm]	Ω [rad/s]	U_{cubo} [m/s]	TSR	Re (D)
3.1	1370	143.47	2.26	5.71	2.59E+04
4	1985	207.87	3.08	6.08	3.53E+04
5	2580	270.18	3.80	6.40	4.35E+04
6	3283	343.83	4.63	6.69	5.30E+04
7	3967	415.39	5.51	6.79	6.31E+04

Tabela 4.3 – Dados medidos nos ensaios de desempenho aerodinâmico: vento de camada limite com expoente $p=0,11$

Frequência Inversor [Hz]	Ω [rpm]	Ω [rad/s]	U_{cubo} [m/s]	TSR	Re (D)
3.1	1205	126.19	2.06	5.50	2.37E+04
4	1825	191.11	2.80	6.15	3.20E+04
5	2373	248.53	3.51	6.38	4.02E+04
6	3025	316.78	4.31	6.61	4.94E+04
7	3650	382.23	5.08	6.77	5.82E+04

Tabela 4.4 – Dados medidos nos ensaios de desempenho aerodinâmico: vento de camada limite com expoente $p=0,23$

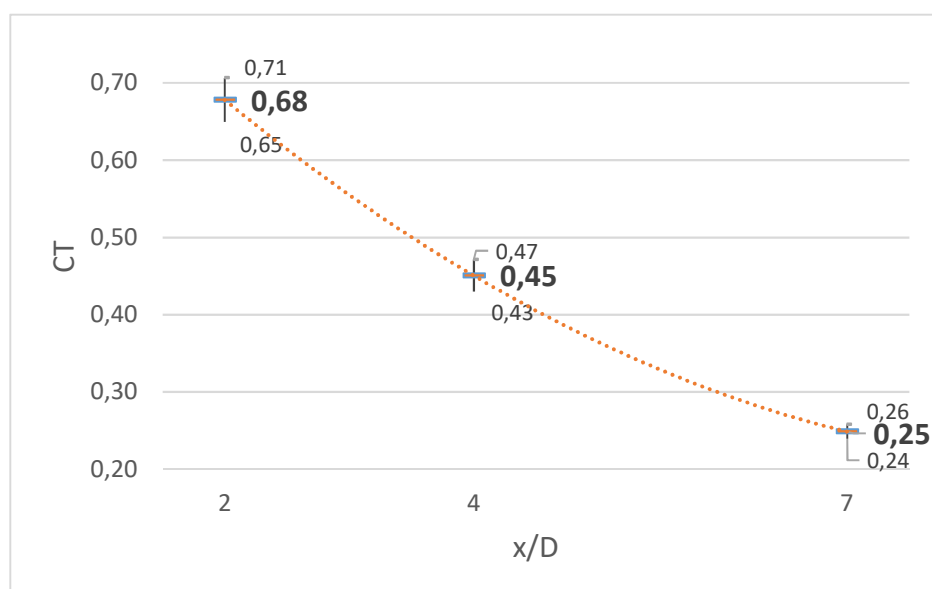


Figura 4.1 – Coeficientes de empuxo (C_T) calculados com base nas velocidades medidas experimentalmente para $\chi=0^\circ$

4.2 PERFIS DE VELOCIDADE MÉDIA

Os perfis de velocidade média e déficit de velocidade média (equação 4.1) normalizadas, obtidos das medições, são apresentados nas figuras a seguir, para a configuração de ensaio escolhida na etapa 1 de ensaios. As velocidades medidas na esteira pelo anemômetro de fio- quente foram normalizadas pela velocidade de escoamento medida na altura do cubo do modelo reduzido (U_{cubo}). As cotas (z) nos perfis verticais foram normalizadas pela altura do cubo ($z_{cubo}=211$ mm) e as distâncias transversais (y) nos perfis horizontais foram normalizadas pelo diâmetro (D) do rotor. Para fins de validação do perfil de vento desenvolvido no túnel, ainda foi plotado, nos perfis verticais, o perfil teórico de expoente $p = 0,23$ da lei potencial, calculado através de (2.14).

$$\frac{\Delta U_E}{U_{cubo}} = \frac{U_{\infty} - U_E}{U_{cubo}} \quad (4.1)$$

onde:

U_{cubo} : velocidade média de escoamento livre medida na altura do cubo [m/s];

U_E : velocidade média medida na esteira [m/s];

U_{∞} : velocidade média de escoamento livre no ponto considerado [m/s].

Os perfis horizontais medidos experimentalmente foram, ainda, comparados com perfis teóricos, calculados e plotados através dos modelos de Jiménez et al. (2010), Bastankhah e Porté-Agel (2016) e Qian e Ishihara (2018).

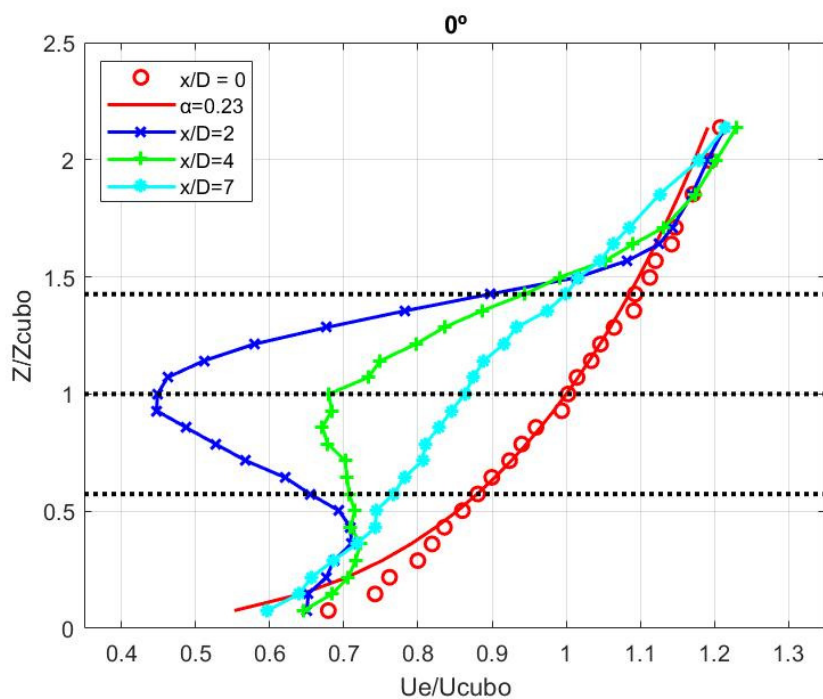
4.2.1 Perfis verticais e horizontais medidos para $\chi=0^\circ$ 

Figura 4.2 – Perfis verticais de velocidades médias normalizadas (U_e/U_{cubo}): $\chi=0^\circ$

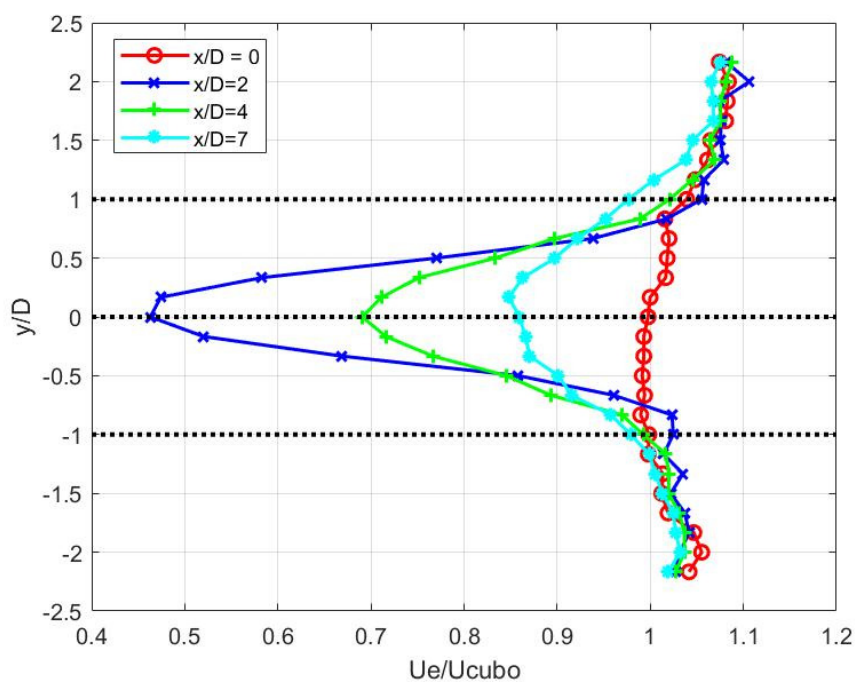


Figura 4.3 – Perfis horizontais de velocidades médias normalizadas (U_e/U_{cubo}): $\chi=0^\circ$

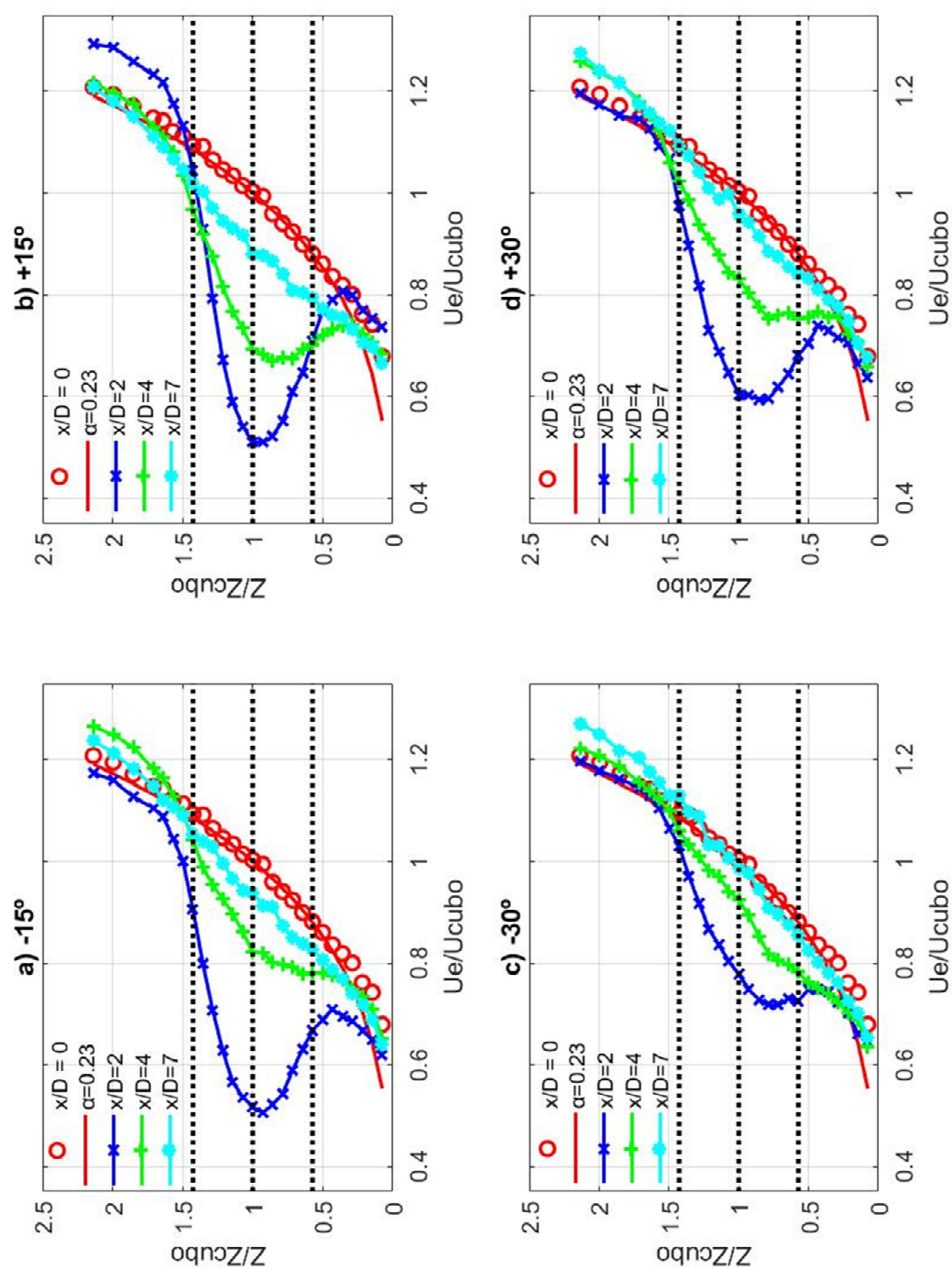
4.2.2 Perfis verticais e horizontais medidos para $\chi=\pm 15^\circ$ e $\chi=\pm 30^\circ$ 

Figura 4.4 – Perfis verticais de velocidades médias normalizadas (U_e/U_{cubo}): a) $\chi = -15^\circ$; b) $\chi = +15^\circ$; c) $\chi = -30^\circ$; d) $\chi = +30^\circ$

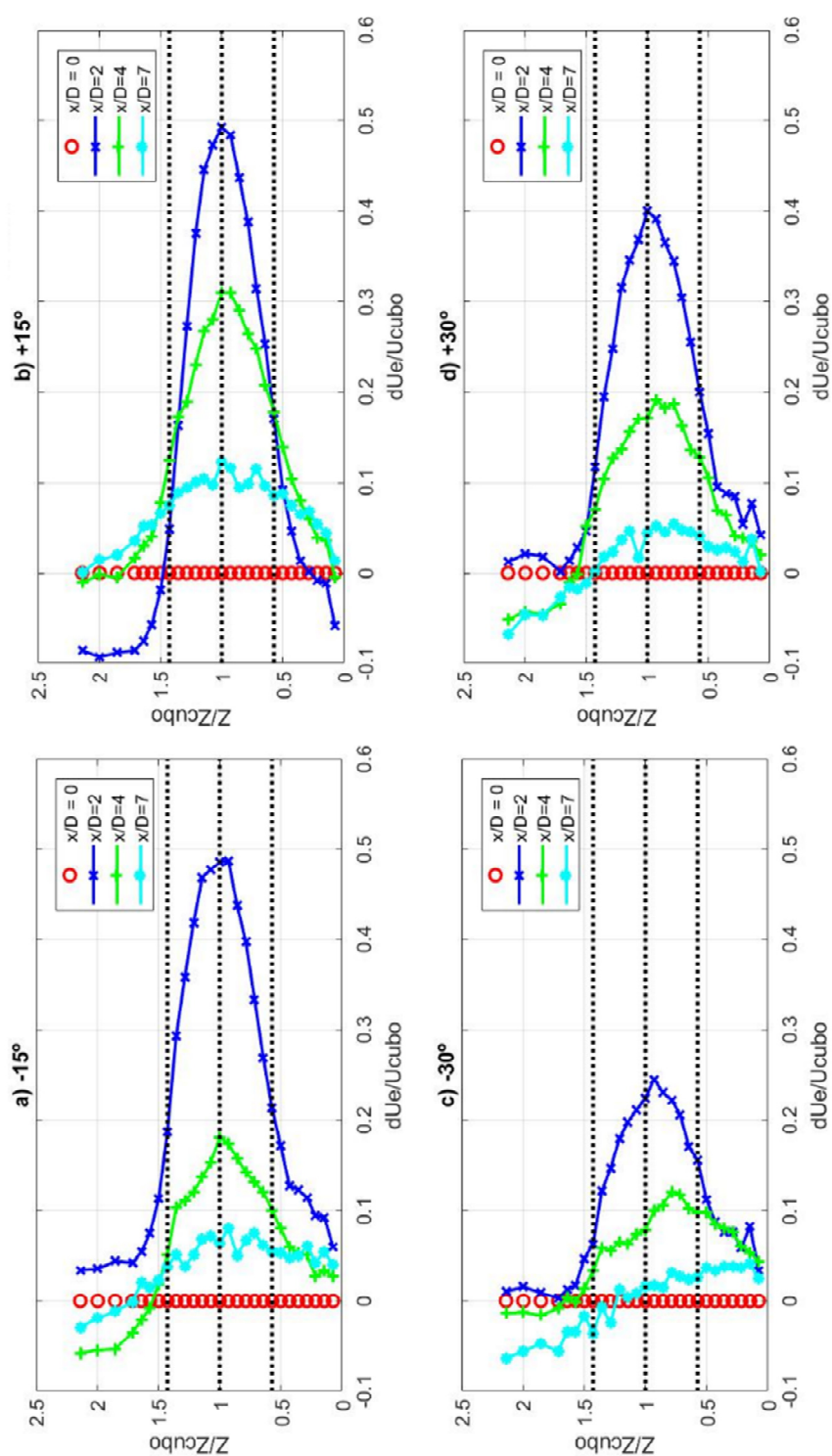


Figura 4.5 –Perfis verticais de déficit de velocidades médias normalizadas ($\Delta U_E/U_{cubo}$): a) $\chi = -15^\circ$; b) $\chi = +15^\circ$; c) $\chi = -30^\circ$; d) $\chi = +30^\circ$

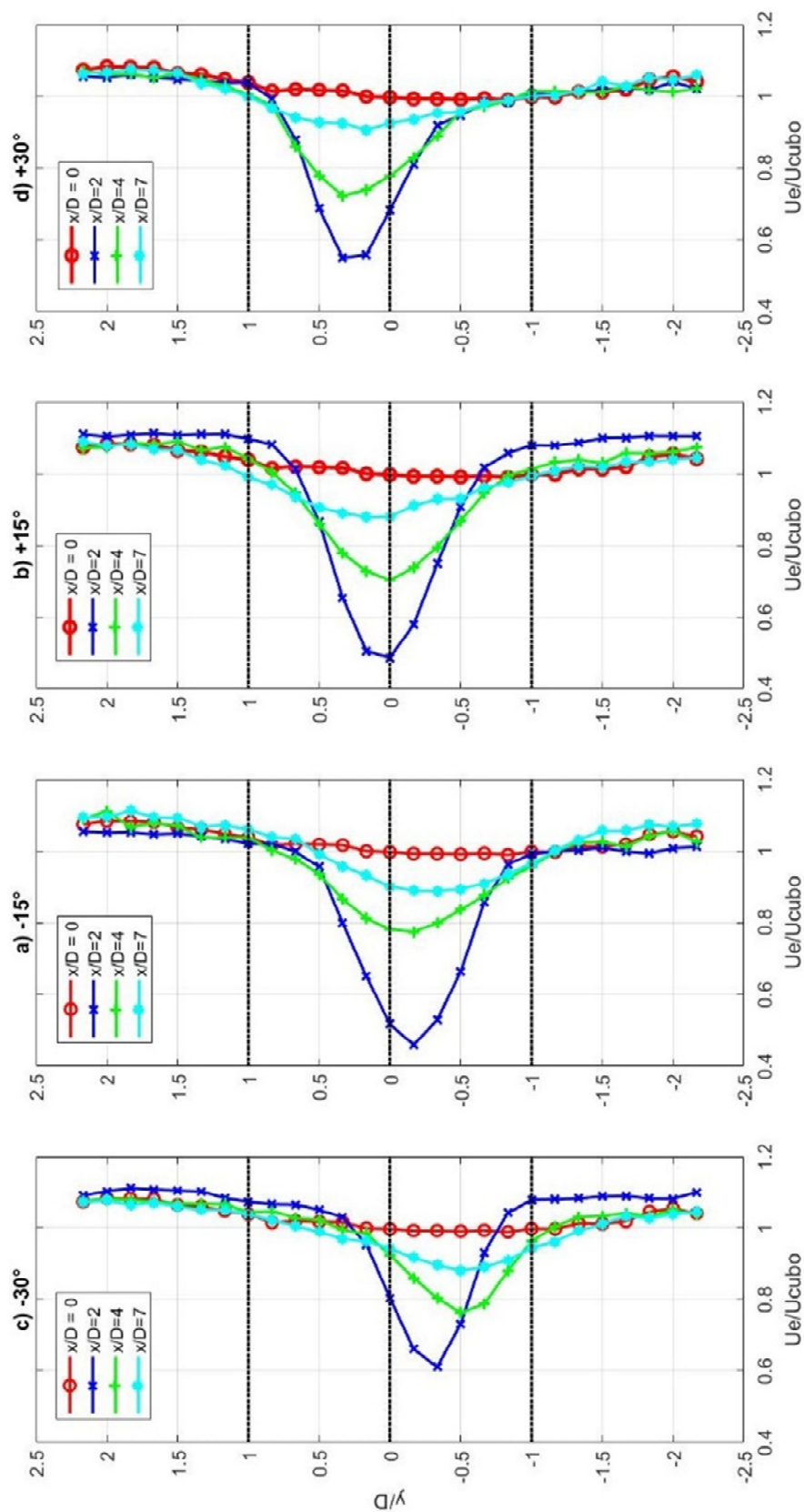


Figura 4.6 –Perfis horizontais de velocidades médias normalizadas (U_e/U_{cubo}): a) $\chi = -15^\circ$; b) $\chi = +15^\circ$; c) $\chi = -30^\circ$; d) $\chi = +30^\circ$

4.2.3 Comparação entre perfis horizontais teóricos e experimentais

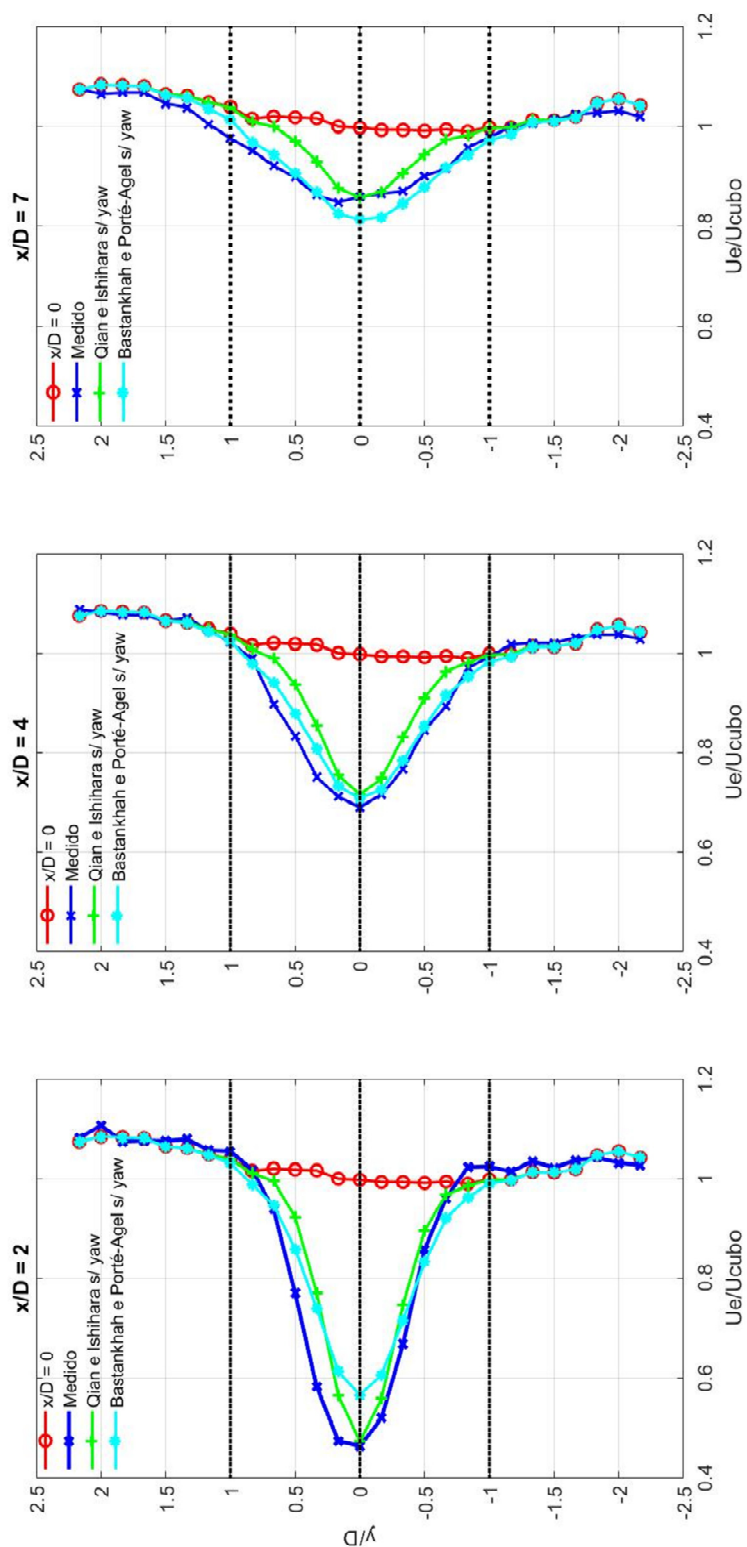


Figura 4.7 – Comparação entre perfis horizontais de velocidades médias normalizadas: medidos e modelos de esteira ($\chi=0^\circ$):
 a) $x/D=2$; b) $x/D=4$; c) $x/D=7$

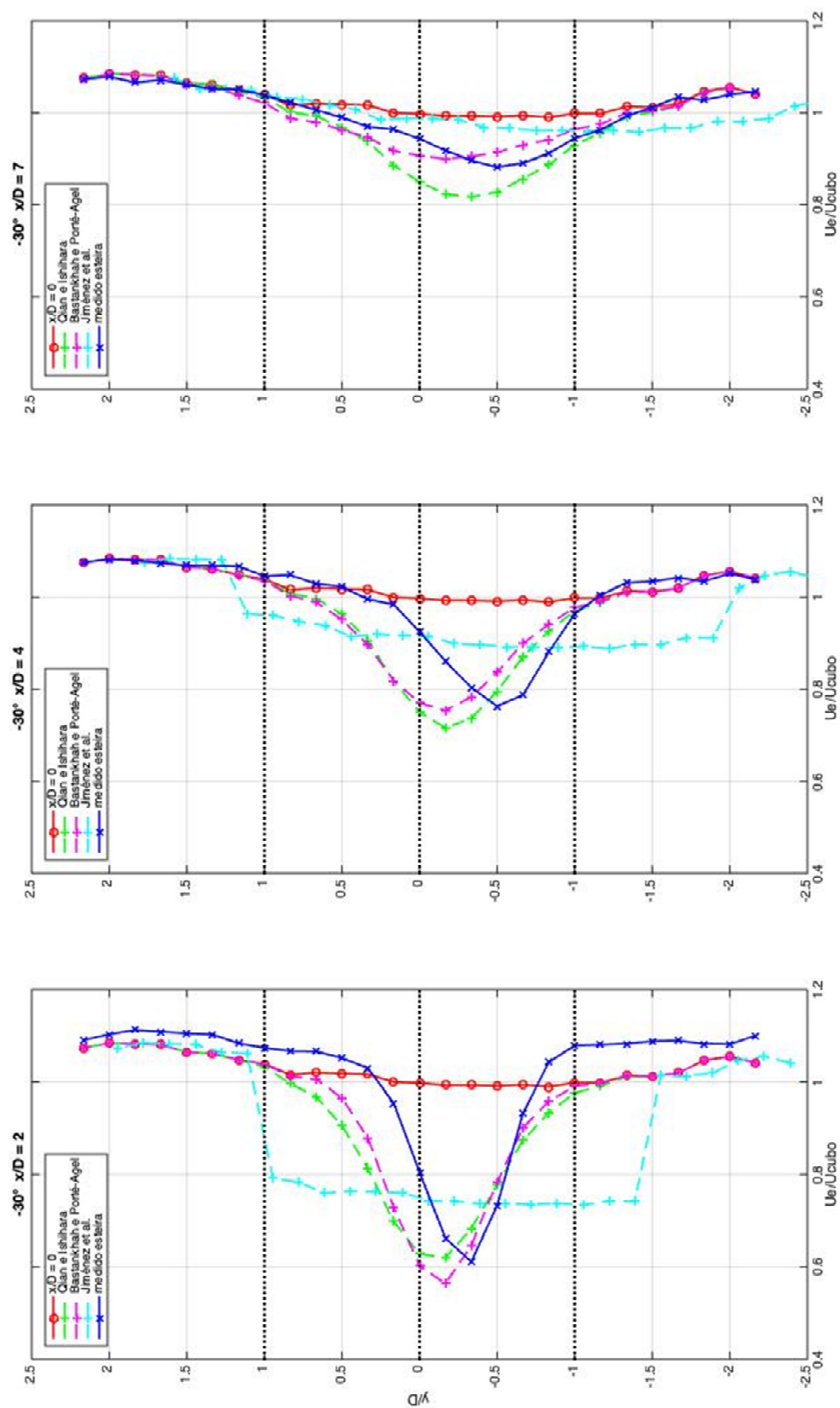


Figura 4.8 – Comparação entre perfis horizontais de velocidades médias normalizadas: medidos e modelos de esteira ($\chi = -30^\circ$):
 a) $x/D = 2$; b) $x/D = 4$; c) $x/D = 7$

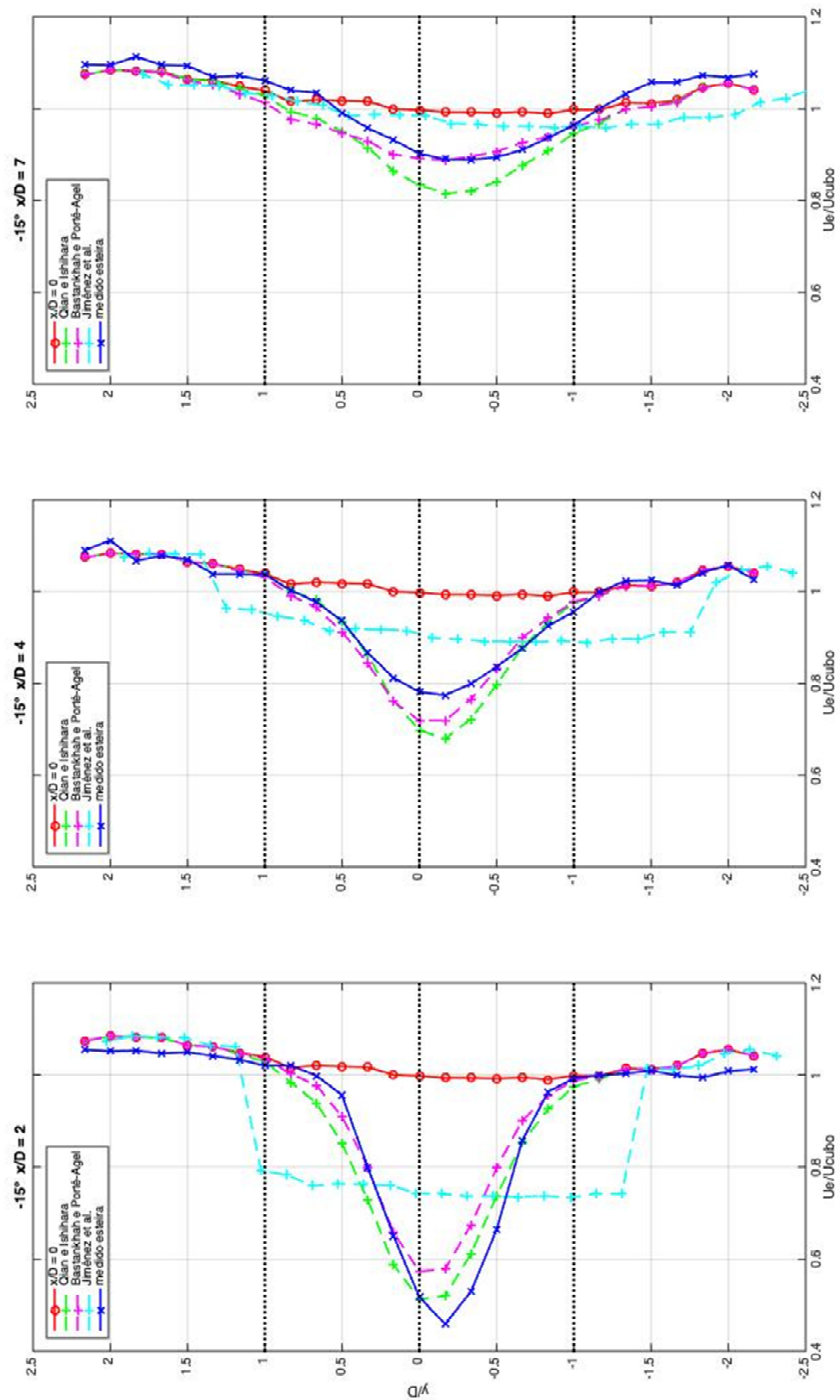


Figura 4.9 – Comparação entre perfis horizontais de velocidades médias normalizadas: medidos e modelos de esteira ($\chi = -15^\circ$):
 a) $x/D = 2$; b) $x/D = 4$; c) $x/D = 7$

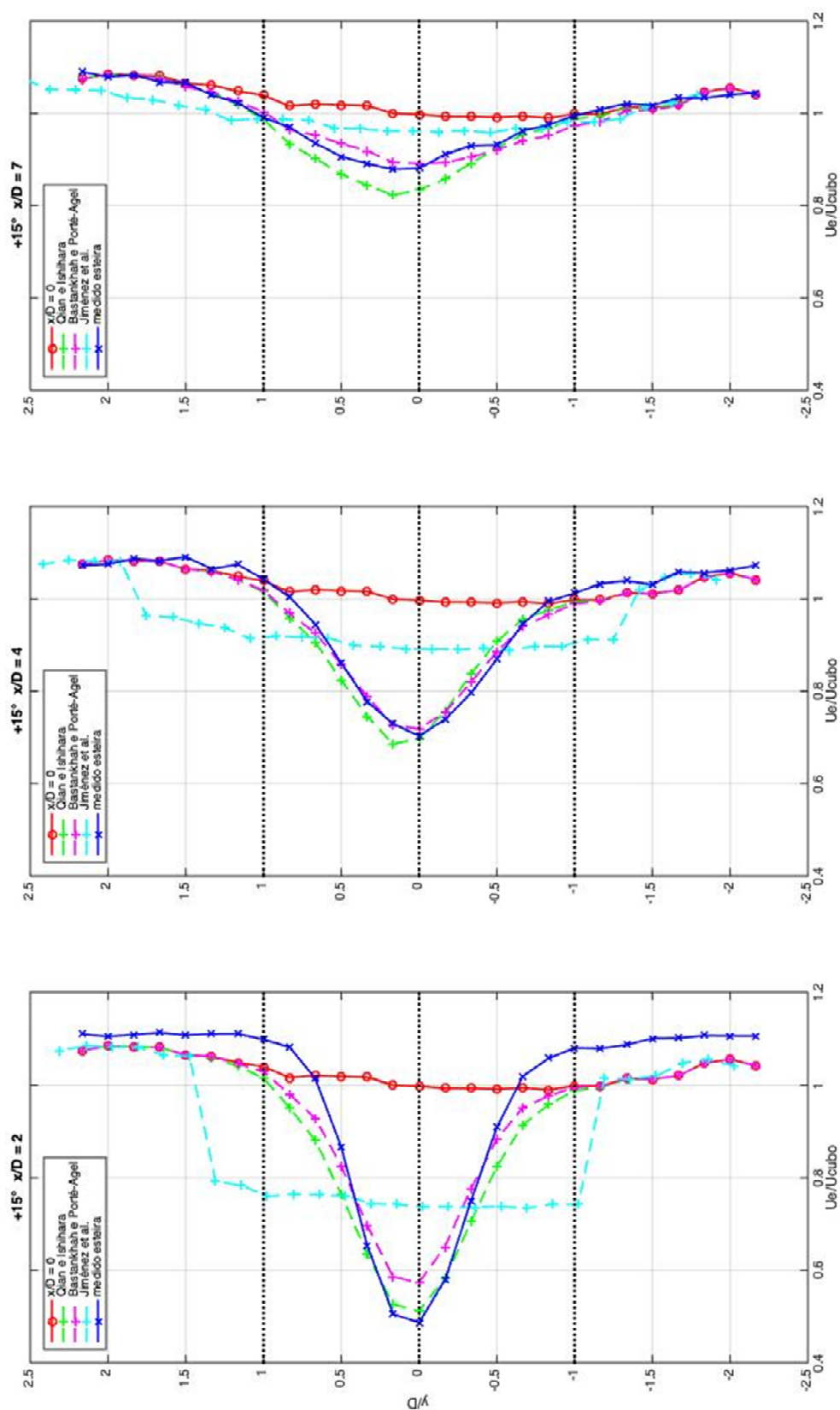


Figura 4.10 – Comparação entre perfis horizontais de velocidades médias normalizadas: medidos e modelos de esteira ($\chi = +15^\circ$):
 a) $x/D = 2$; b) $x/D = 4$; c) $x/D = 7$

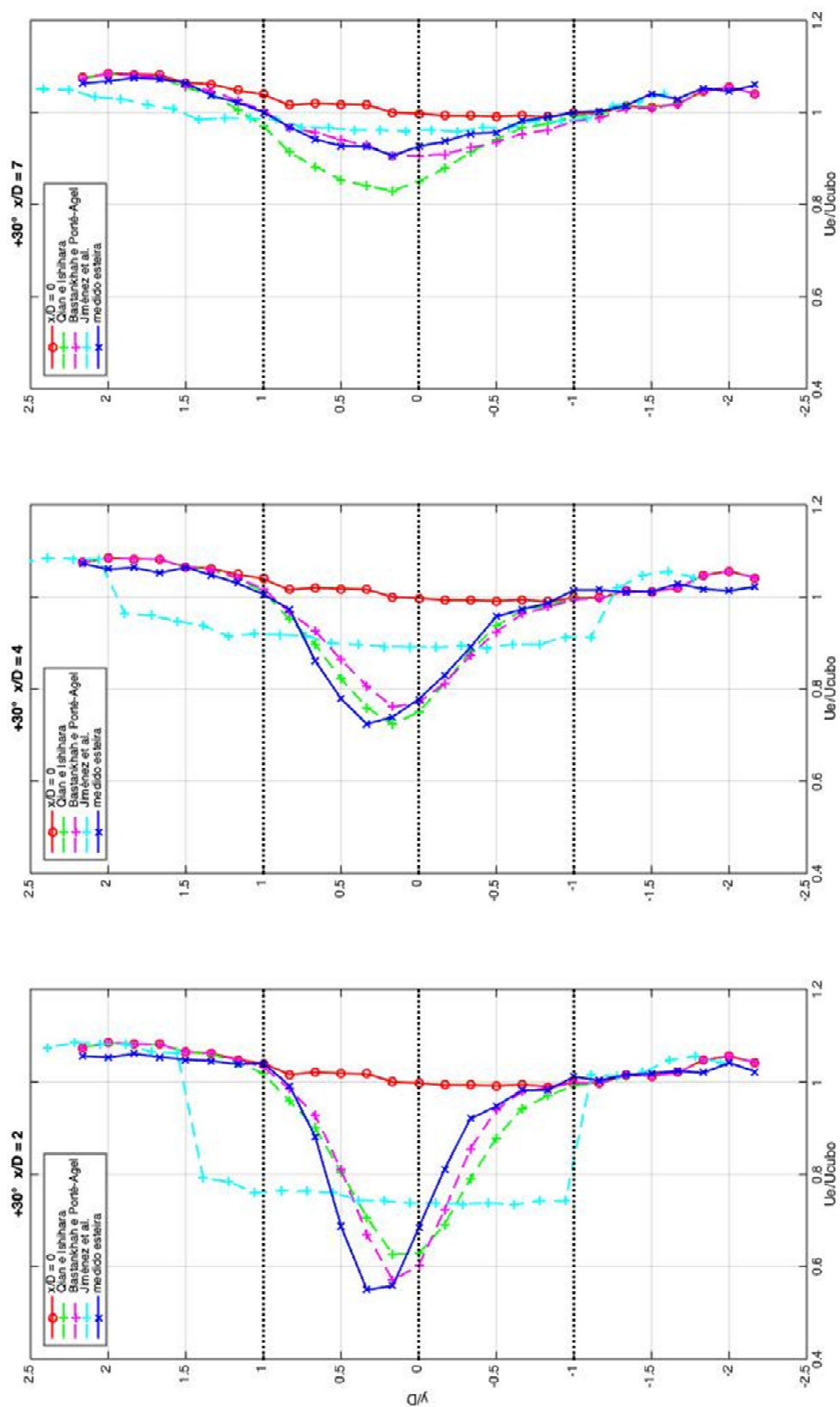


Figura 4.11 –Comparação entre perfis horizontais de velocidades médias normalizadas: medidos e modelos de esteira ($\chi=+30^\circ$):
a) $x/D=2$; b) $x/D=4$; c) $x/D=7$

4.3 PERFIS DE INTENSIDADE DE TURBULÊNCIA

Os valores de intensidade de turbulência na esteira (I_E), calculados com base nos dados medidos com o anemômetro de fio-quente, através da equação (2.11), foram representados através de perfis de intensidade de turbulência absoluta (I_E) e acrescida (ΔI_E), cujos valores foram normalizados pelo valor da intensidade de turbulência de escoamento livre medida na altura do cubo (I_{cubo}), através de (4.2). Os perfis de intensidade de turbulência acrescida normalizada foram escolhidos para comparação com o modelo teórico de Qian e Ishihara (2018) em detrimento dos perfis de intensidade de turbulência absoluta normalizada por apresentarem formato de variação mais suave, facilitando a comparação. Da mesma forma como para os perfis de velocidade média normalizada, as cotas (z) nos perfis verticais foram normalizadas pela altura do cubo ($z_{cubo} = 211$ mm) e as distâncias transversais (y) nos perfis horizontais foram normalizadas pelo diâmetro (D) do rotor.

$$\frac{\Delta I_E}{I_{cubo}} = \frac{I_E - I_\infty}{I_{cubo}} \quad (4.2)$$

onde:

I_{cubo} : intensidade de turbulência de escoamento livre medida na altura do cubo [%];

I_E : intensidade de turbulência em cada ponto de medição da esteira [%];

I_∞ : intensidade de turbulência de escoamento livre na mesma altura de medição da esteira [m/s].

Os perfis horizontais medidos experimentalmente foram, ainda, comparados com perfis teóricos gerados através do modelo de Qian e Ishihara (2018). Os demais modelos não foram considerados pois este é o único dentre eles que considera a influência do ângulo de *yaw* também no parâmetro intensidade de turbulência, e não somente na velocidade média.

4.3.1 Perfis verticais e horizontais medidos para $\chi=0^\circ$

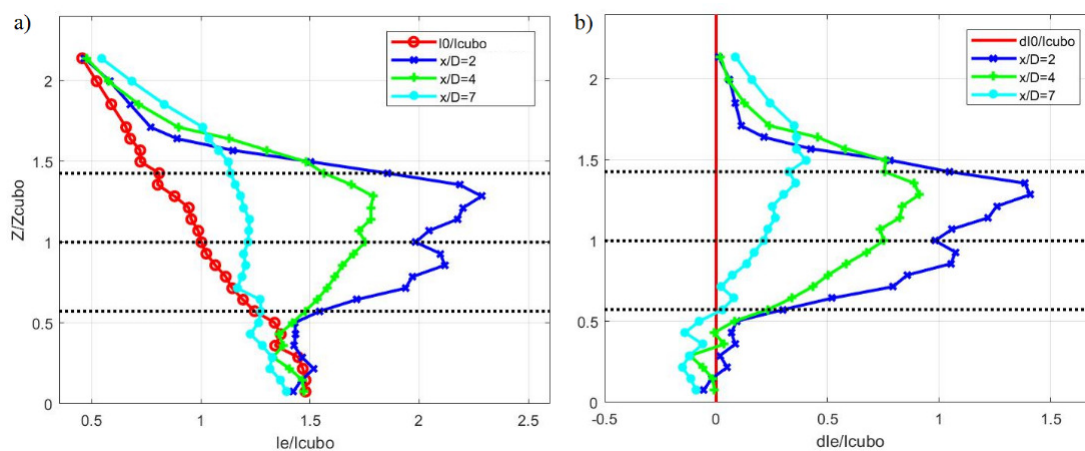


Figura 4.12 – Perfis verticais de intensidade de turbulência normalizada a) absoluta (I_E/I_{cubo}) e b) acrescida ($\Delta I_E/I_{cubo}$) para $\chi=0^\circ$

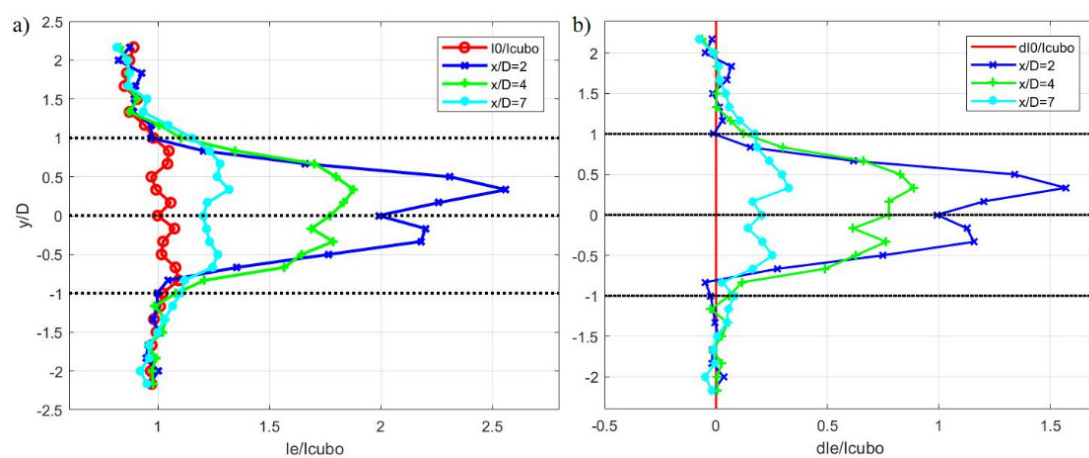


Figura 4.13 – Perfis horizontais de intensidade de turbulência normalizada a) absoluta (I_E/I_{cubo}) e b) acrescida ($\Delta I_E/I_{cubo}$) para $\chi=0^\circ$

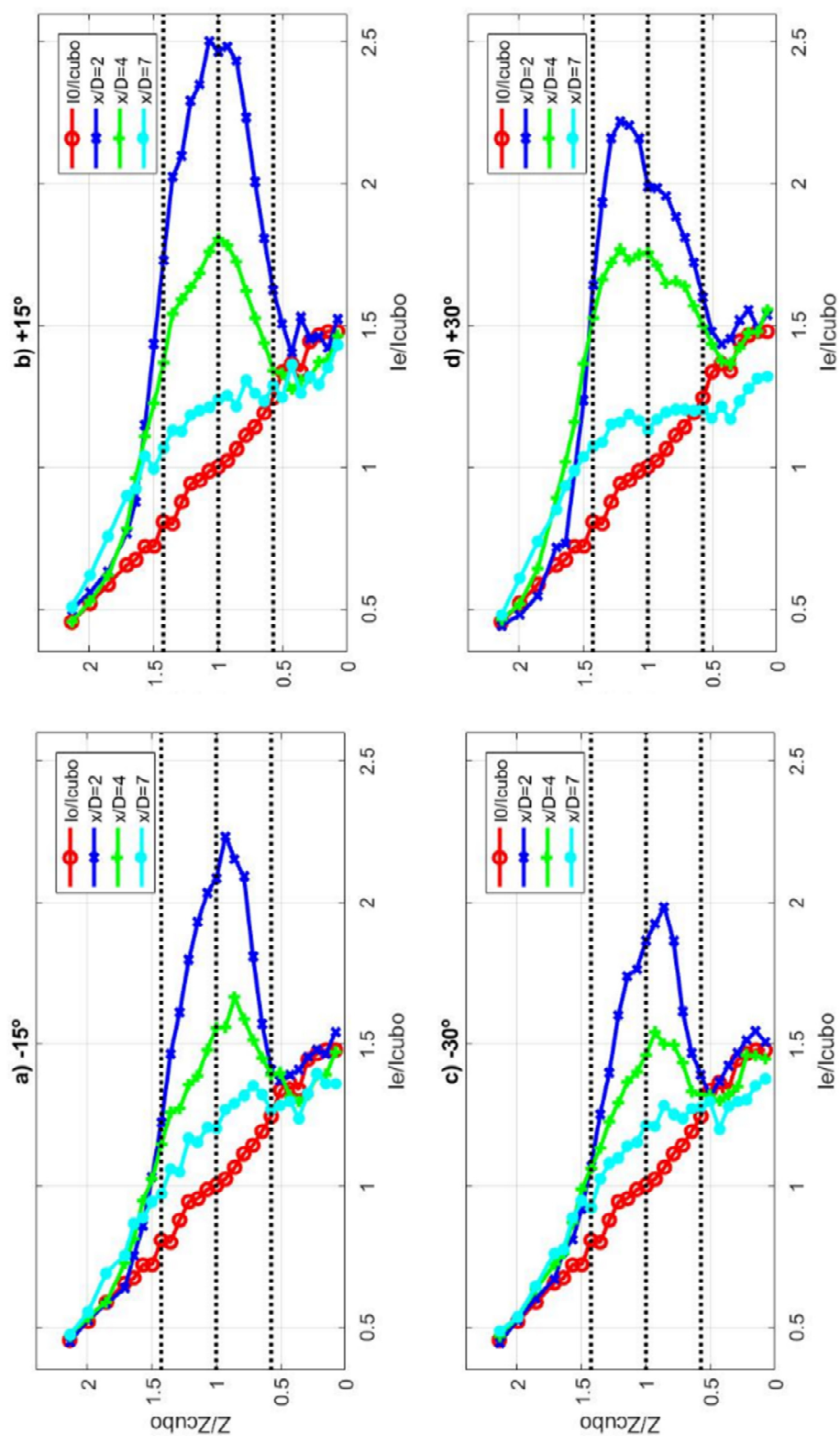
4.3.2 Perfis verticais e horizontais medidos para $\chi=\pm 15^\circ$ e $\chi=\pm 30^\circ$ 

Figura 4.14 – Perfis verticais de intensidade de turbulência absoluta normalizada (I_E/I_{cubo}): a) $\chi=-15^\circ$; b) $\chi=+15^\circ$; c) $\chi=-30^\circ$; d) $\chi=+30^\circ$

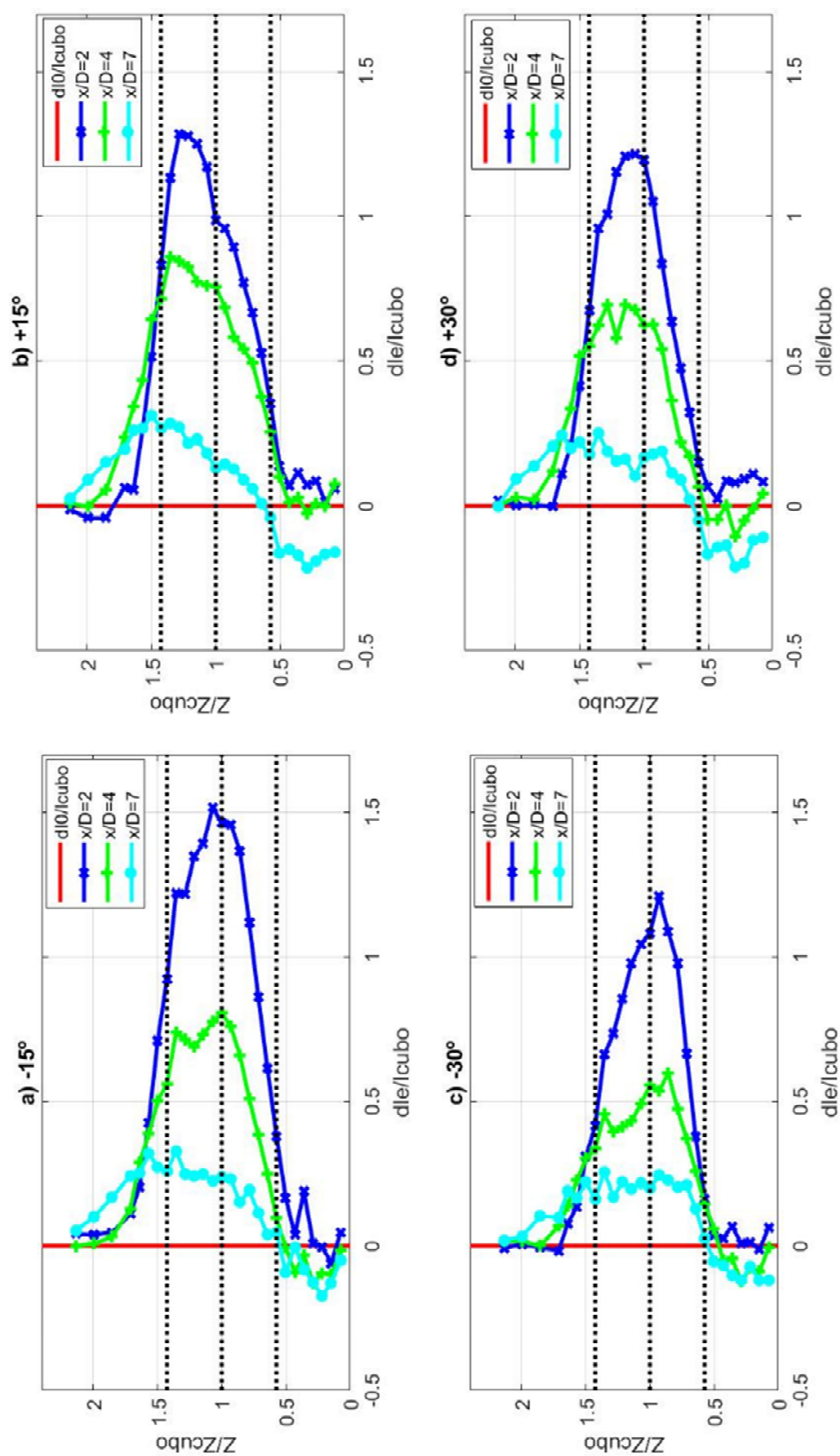


Figura 4.15 – Perfis verticais de intensidade de turbulência acrescida normalizada ($\Delta I_E/I_{cubo}$): a) $\chi = -15^\circ$; b) $\chi = +15^\circ$; c) $\chi = -30^\circ$; d) $\chi = +30^\circ$

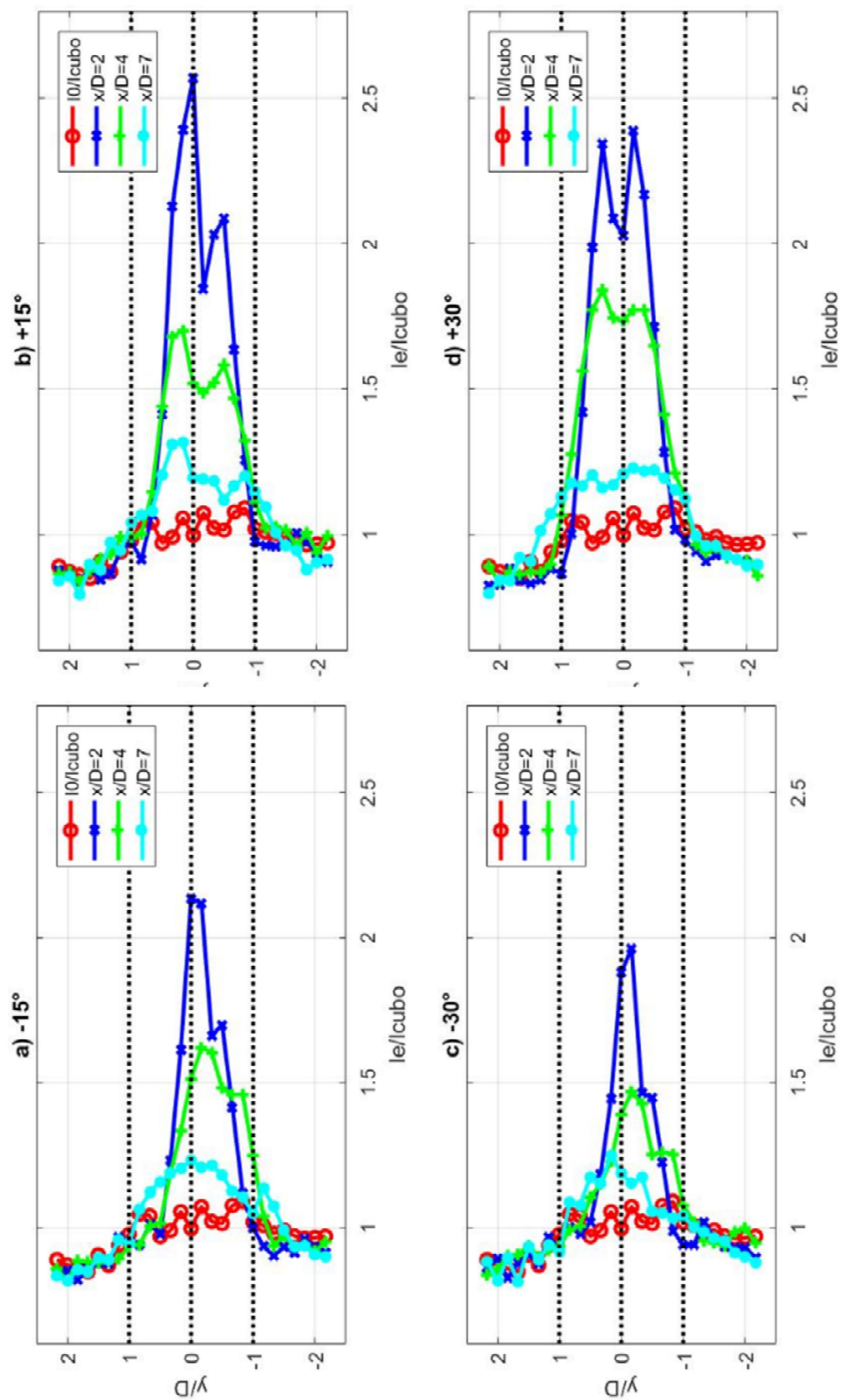


Figura 4.16 –Perfis horizontais de intensidade de turbulência absoluta normalizada (I_E/I_{cubo}): a) $\chi=-15^\circ$; b) $\chi=+15^\circ$; c) $\chi=-30^\circ$; d) $\chi=+30^\circ$

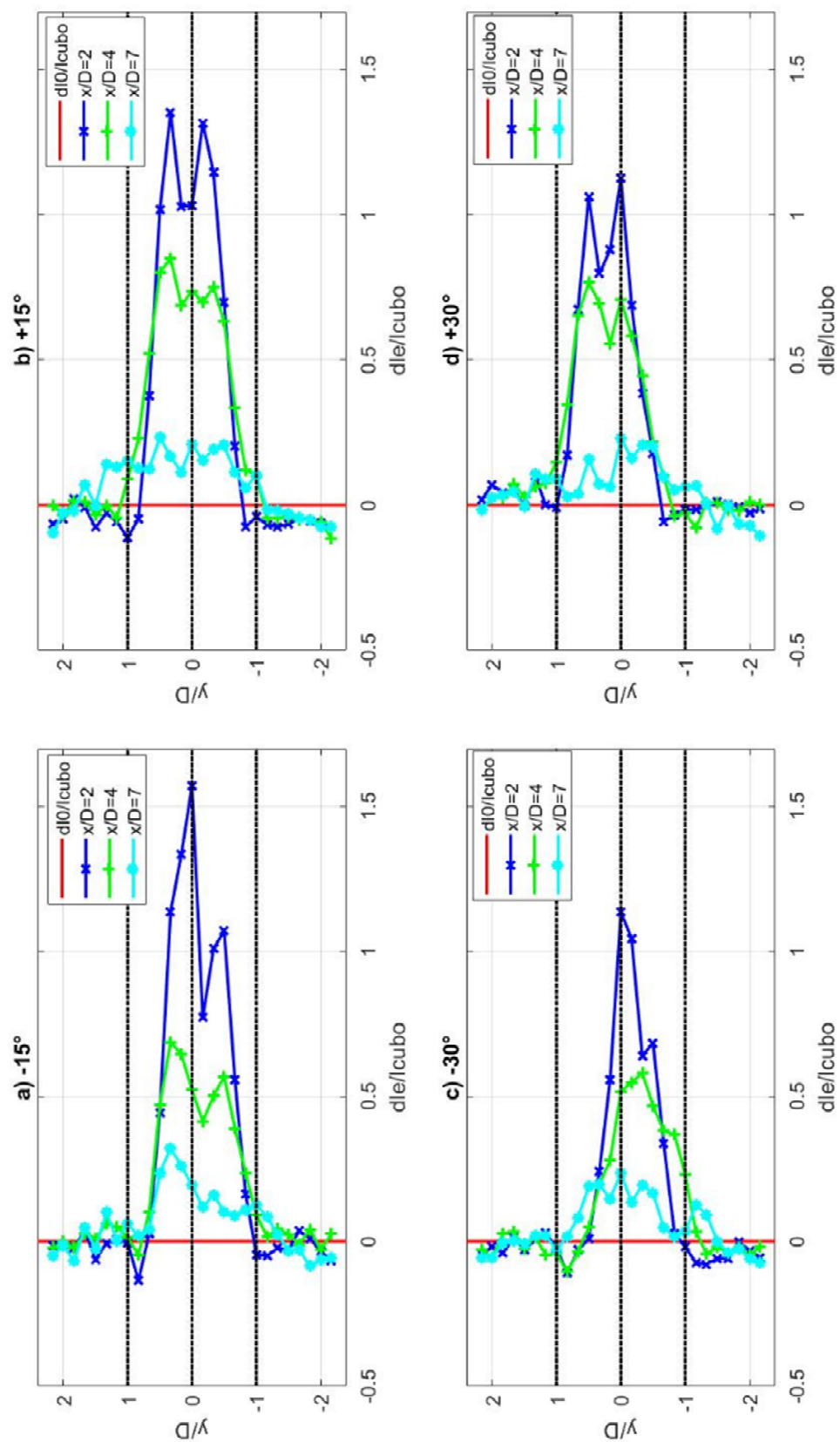


Figura 4.17 –Perfis horizontais de intensidade de turbulência acrescida normalizada ($\Delta I_E / I_{cubo}$): a) $\chi = -15^\circ$; b) $\chi = +15^\circ$; c) $\chi = -30^\circ$; d) $\chi = +30^\circ$

4.3.3 Comparação entre perfis horizontais teóricos e experimentais

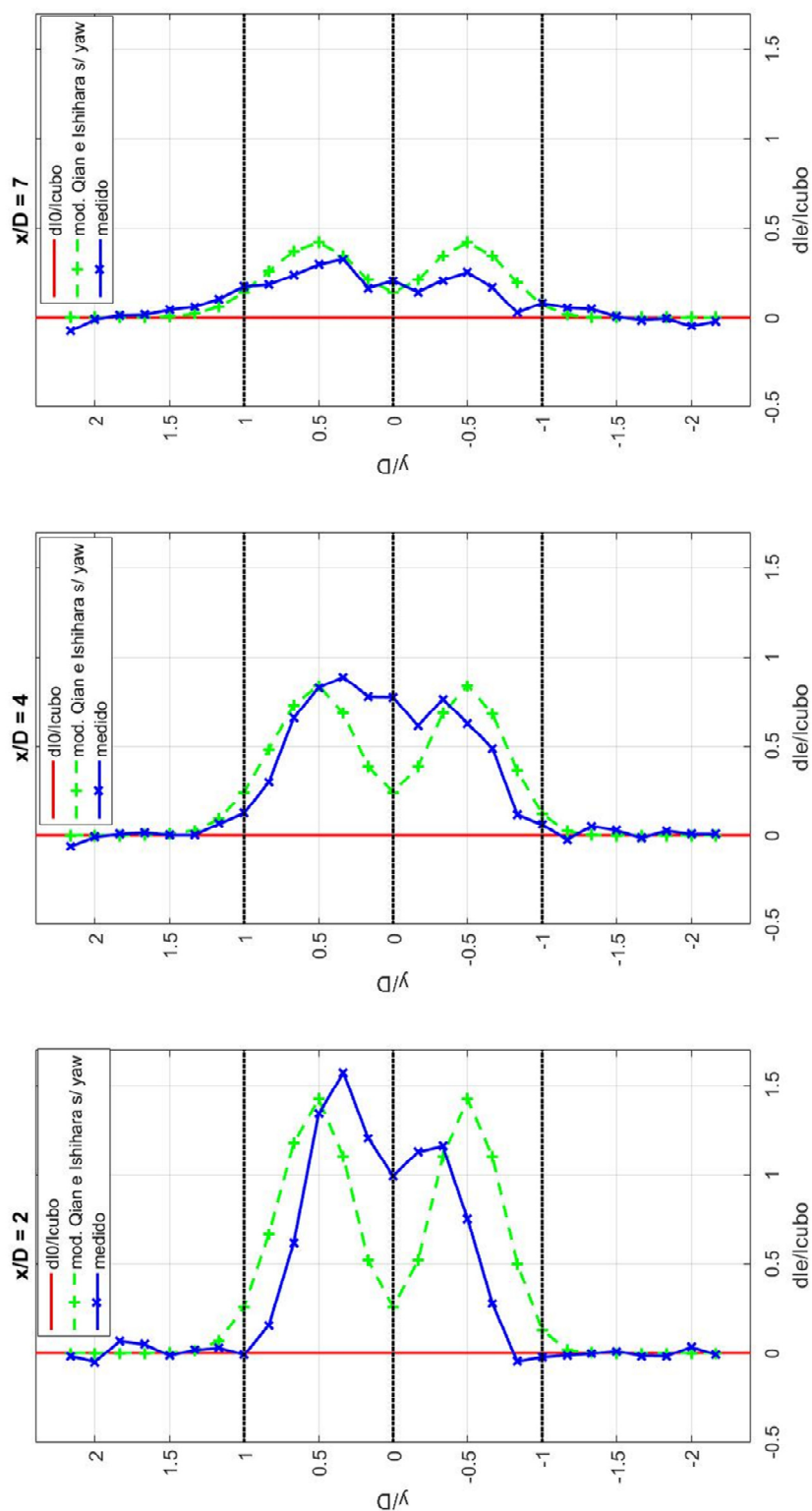


Figura 4.18 –Comparação entre perfis horizontais de intensidade de turbulência acrescida normalizada: medidos e modelos de esteira ($\chi=0^\circ$): a) $x/D=2$; b) $x/D=4$; c) $x/D=7$

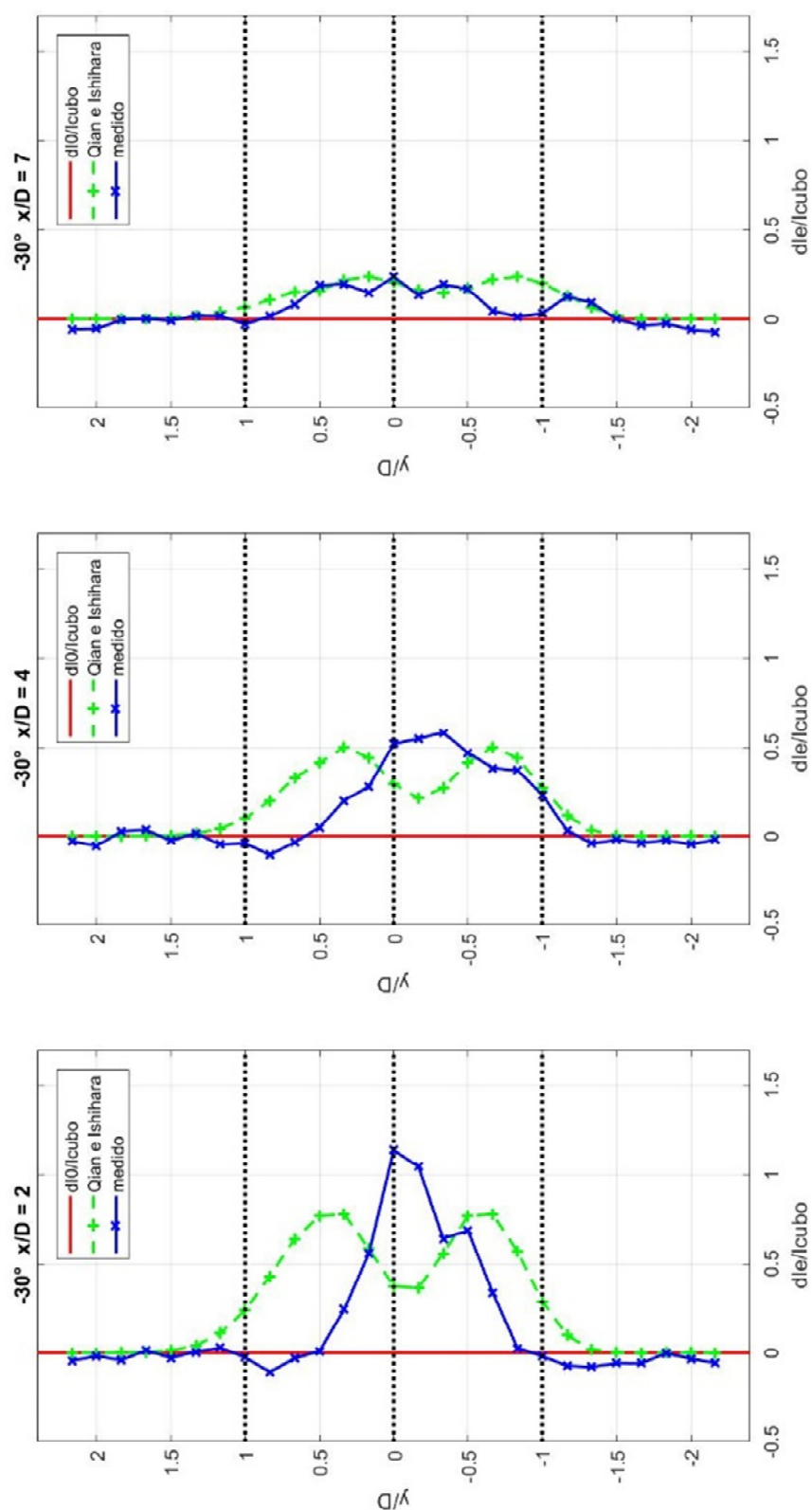


Figura 4.19 – Comparação entre perfis horizontais de intensidade de turbulência acrescida normalizada: medidos e modelos de esteira ($\chi = -30^\circ$): a) $x/D = 2$; b) $x/D = 4$; c) $x/D = 7$

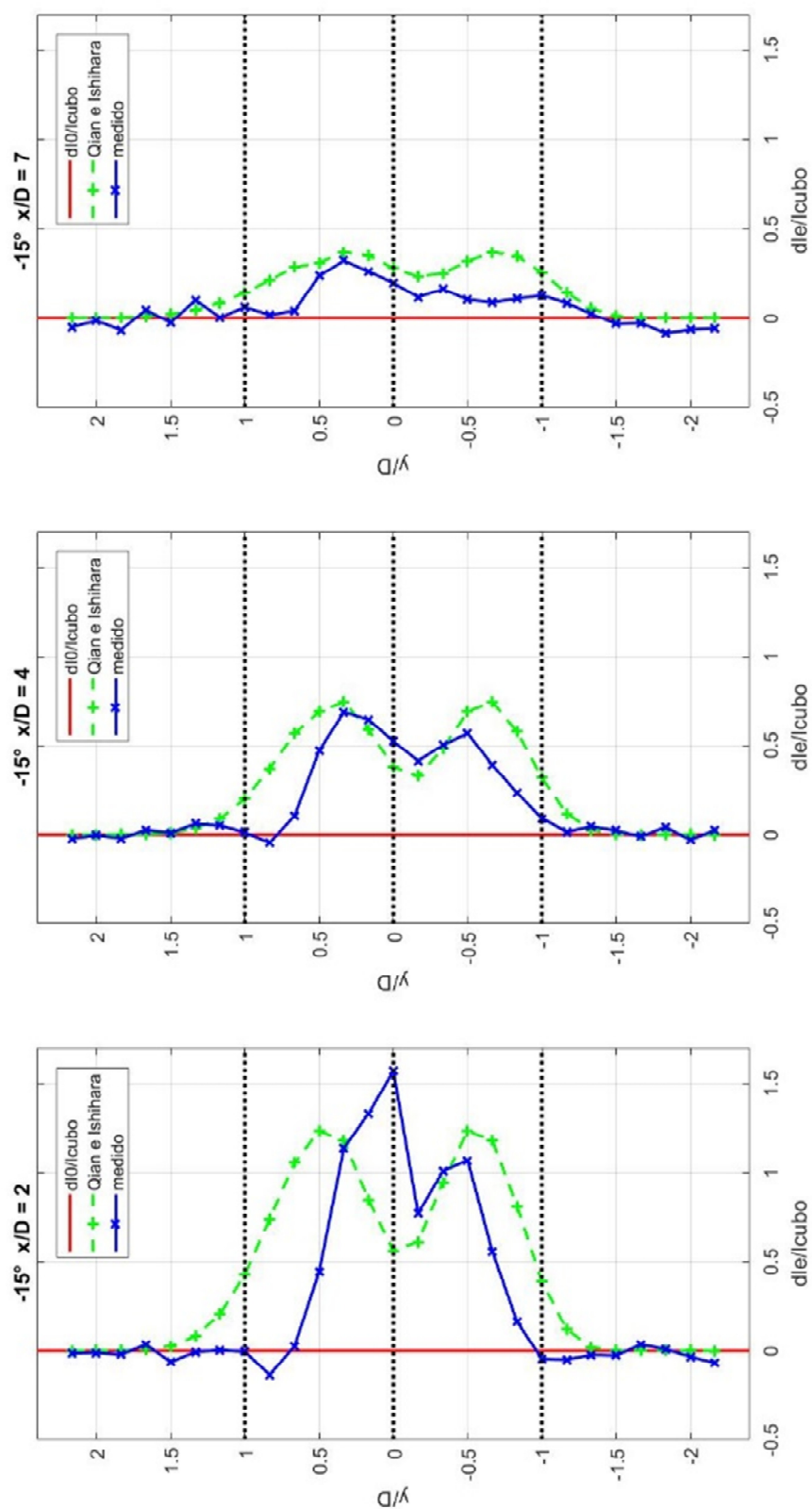


Figura 4.20 – Comparação entre perfis horizontais de intensidade de turbulência acrescida normalizada: medidos e modelos de esteira ($\chi = -15^\circ$): a) $x/D = 2$; b) $x/D = 4$; c) $x/D = 7$

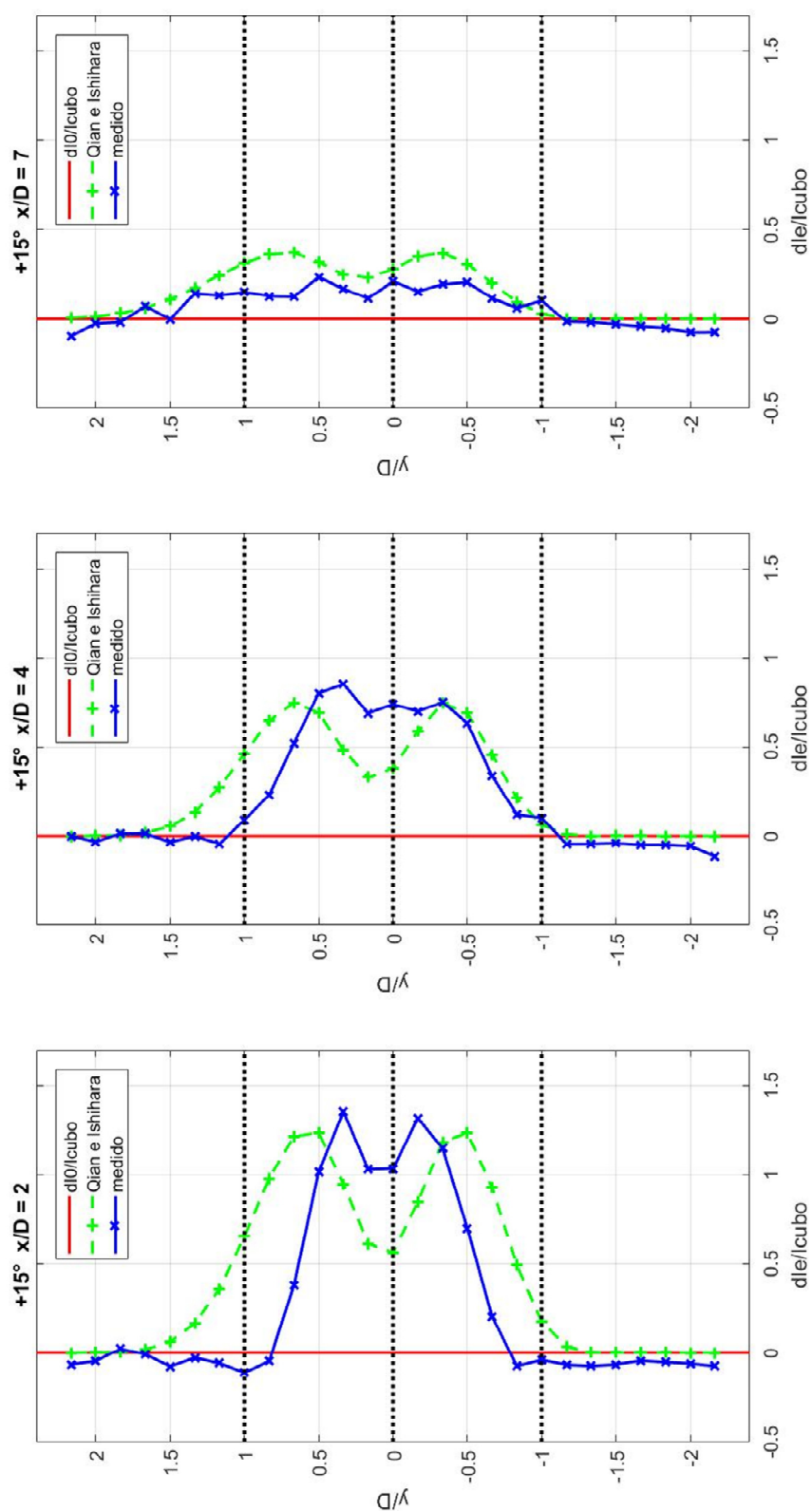


Figura 4.21 – Comparação entre perfis horizontais de intensidade de turbulência acrescida normalizada: medidos e modelos de esteira ($\chi=+15^\circ$): a) $x/D=2$; b) $x/D=4$; c) $x/D=7$

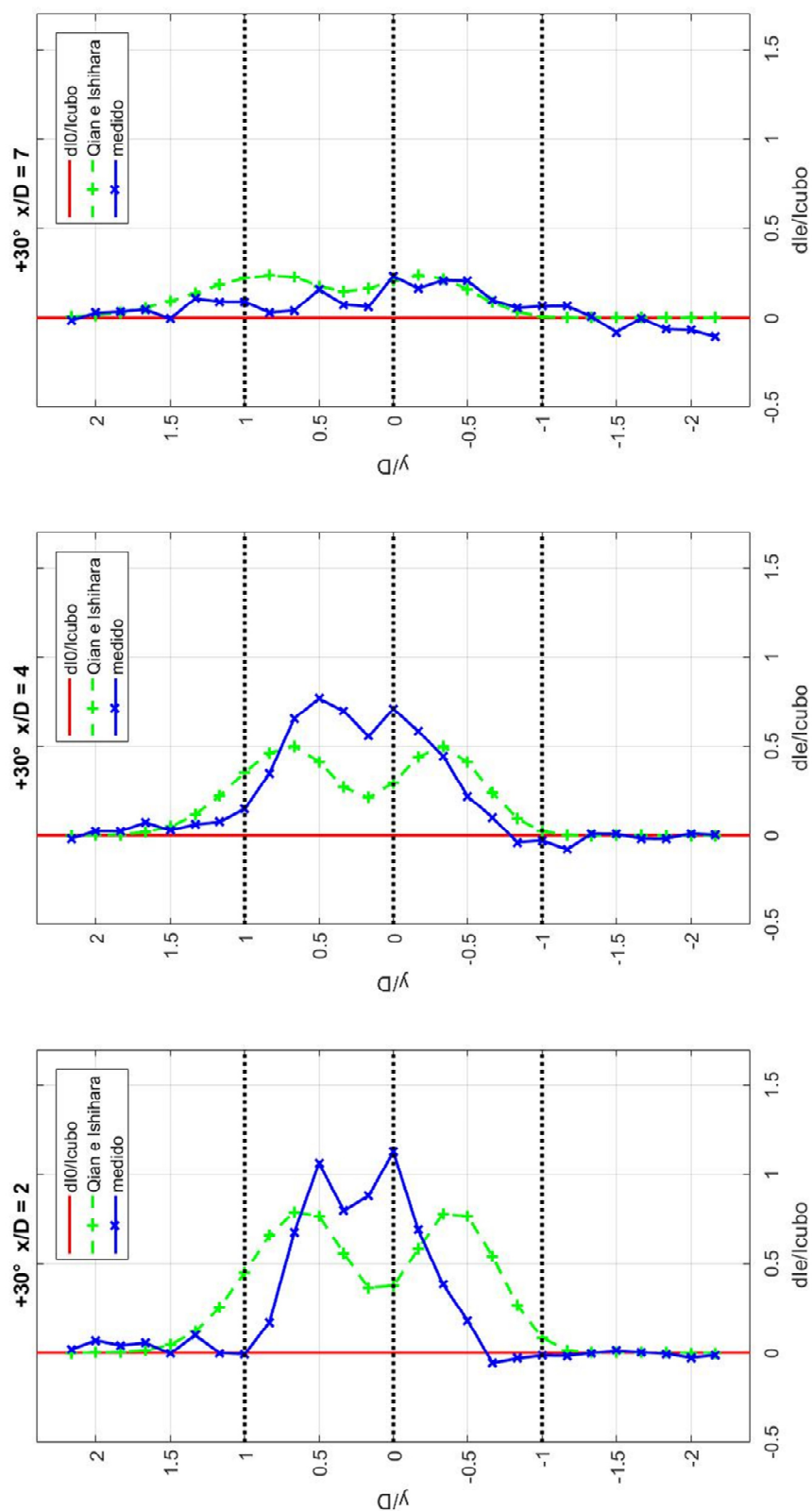


Figura 4.22 – Comparação entre perfis horizontais de intensidade de turbulência acrescida normalizada: medidos e modelos de esteira ($\chi = +30^\circ$): a) $x/D = 2$; b) $x/D = 4$; c) $x/D = 7$

4.4 POTÊNCIAS ELÉTRICAS MEDIDAS

As duas últimas configurações de ensaio de medição de potência foram escolhidas com base na análise da trajetória de desenvolvimento da esteira no plano x-y, após manipulação dos dados colhidos na segunda etapa de ensaios. Jiménez et al. (2010) utilizam um método proposto por Parkin et al. (2001) para encontrar o centro e a largura da esteira: os autores consideram as extremidades laterais da esteira os pontos nos quais a velocidade medida tem um valor igual a 95% da velocidade de fluxo livre naquele mesmo ponto; o centro da esteira fica localizado entre estes dois pontos.

Com base na análise dessas trajetórias, pôde-se inferir a melhor disposição do conjunto de duas turbinas, de forma a se obter aquele no qual a interferência entre turbinas é menor. As trajetórias de desenvolvimento do centro da esteira para os ângulos de *yaw* de $\pm 15^\circ$ e $\pm 30^\circ$, calculadas conforme abordado acima, são apresentadas nas figuras 4.23 e 4.24. Já aquelas das extremidades da esteira para os ângulos de *yaw* de 0° , -15° e -30° , utilizadas como base para a escolha das configurações de ensaio de potência, estão desenhadas nas figuras 4.25 e 4.26.

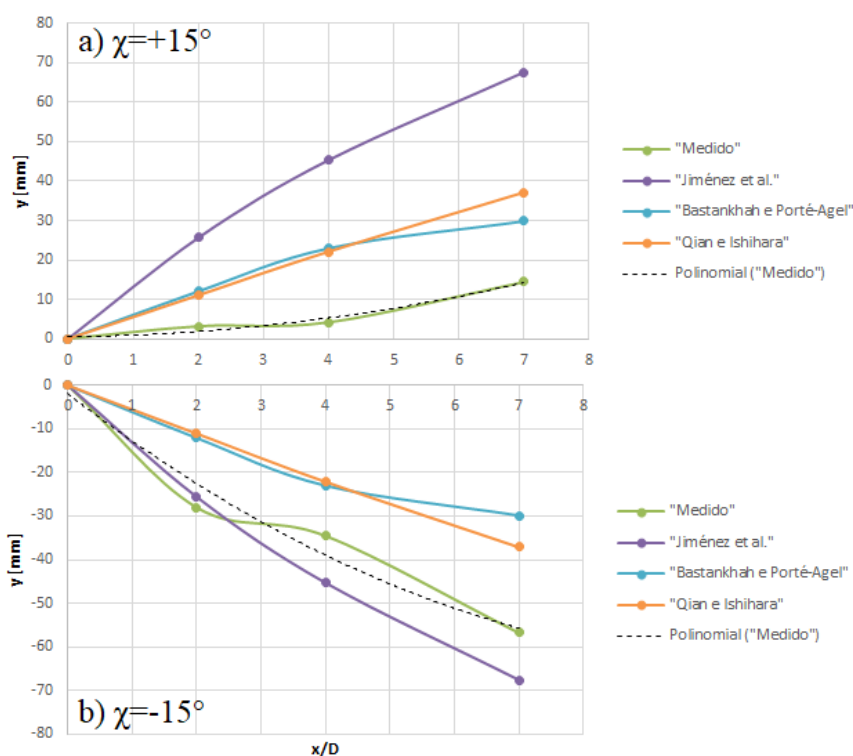


Figura 4.23 –Trajetórias de desenvolvimento do ponto central da esteira no plano x-y para os ângulos de *yaw* a) $\chi = +15^\circ$ e b) $\chi = -15^\circ$

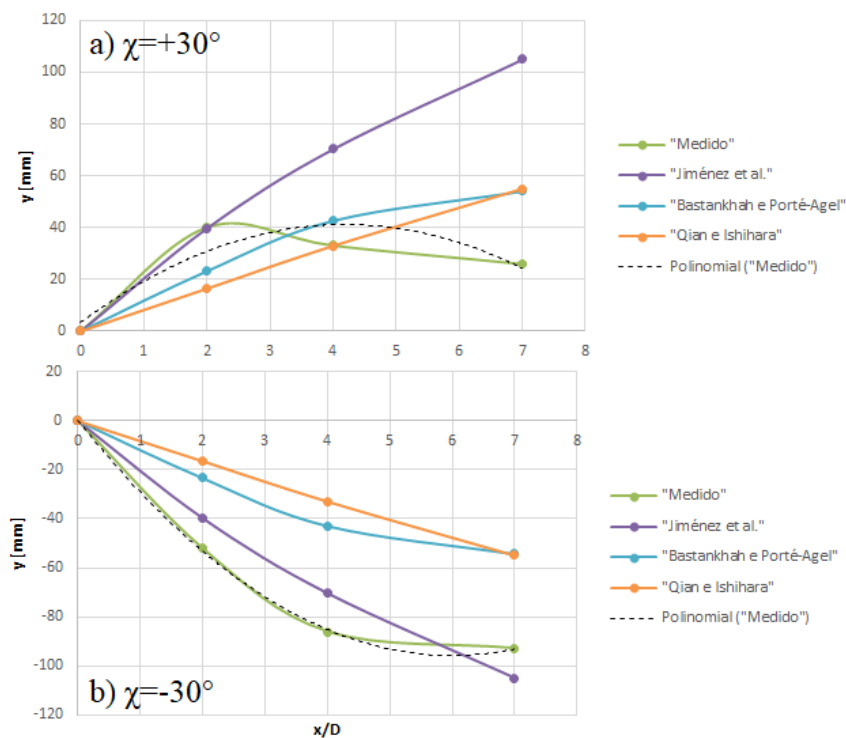


Figura 4.24 –Trajetórias de desenvolvimento do ponto central da esteira no plano x-y para os ângulos de yaw a) $\chi=+30^\circ$ e b) $\chi=-30^\circ$

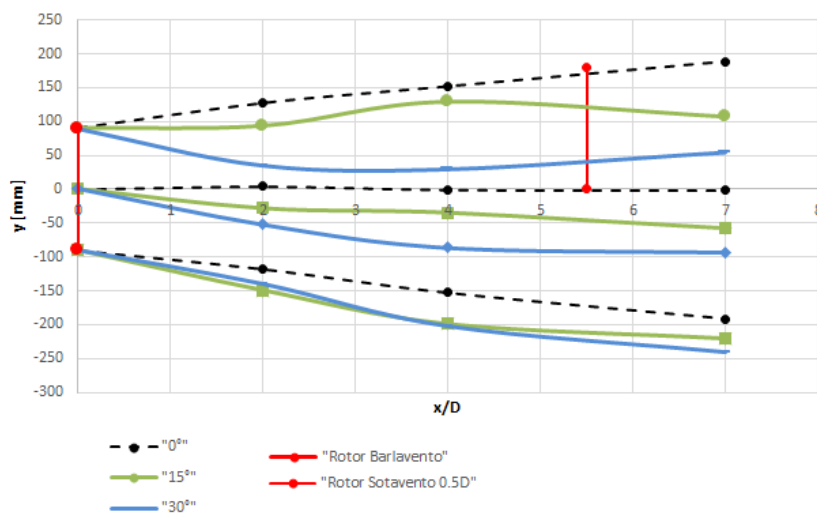


Figura 4.25 –Trajetórias de desenvolvimento do ponto central e das extremidades da esteira no plano x-y para os ângulos de yaw 0° , -15° e -30° e distância longitudinal $5,5D$ e transversal $0,5D$ entre turbinas

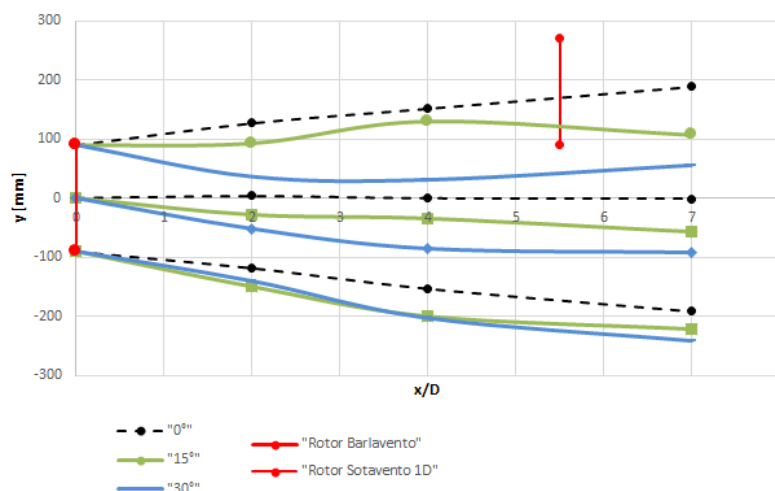


Figura 4.26 –Trajetórias de desenvolvimento do centro e das extremidades da esteira no plano x-y para os ângulos de yaw 0° , -15° e -30° e distância longitudinal $5,5D$ e transversal $1D$ entre turbinas

A seguir, são apresentados os resultados obtidos nas medições de potência realizadas na terceira etapa de ensaios, para as três configurações de ensaio consideradas. Inicialmente, foi realizada a medição da potência gerada por cada uma das turbinas operando isolada, em cada uma das posições consideradas (barlavento e sotavento), resultados que são mostrados nos quadros da primeira linha das figuras 4.27, 4.28 e 4.29 para as configurações (a), (b) e (c), respectivamente, e resumidos nas tabelas 4.5, 4.6 e 4.7, para as três configurações de operação. Estes valores foram utilizados como referência na comparação com os valores de potência gerada pelas turbinas operando em conjunto, cujos resultados são mostrados nos três quadros de baixo das figuras 4.27, 4.28 e 4.29 para cada configuração de ensaio e nas tabelas 4.5, 4.6 e 4.7.

Para cada uma das três figuras que apresentam os valores de potência obtidos (figuras 4.27, 4.28 e 4.29), os resultados são organizados da seguinte maneira: os dois primeiros quadros de cada figura, na linha superior, apresentam os valores de potência gerada por cada uma das duas turbinas de forma isolada, alocadas na posição do layout considerado (barlavento e sotavento); o terceiro quadro da primeira linha fornece o valor destas duas potências somadas; os três últimos quadros (linha inferior) fornecem as potências obtidas da situação na qual as turbinas operam em conjunto, para os três ângulos de yaw considerados (0° , -15° e -30°).

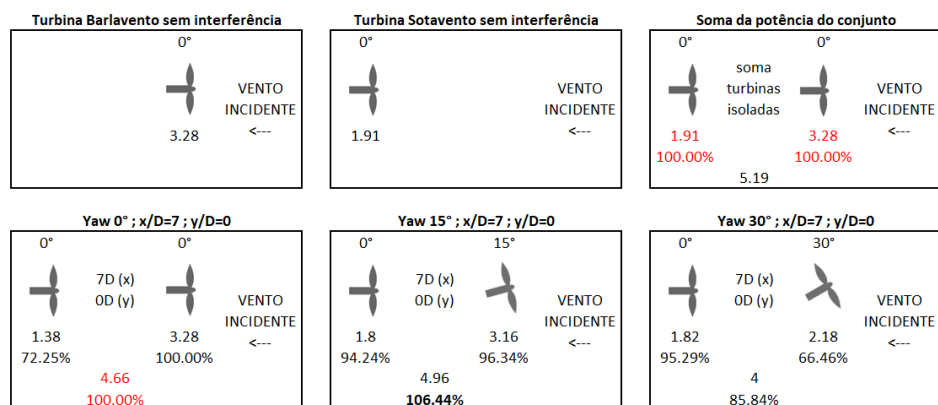


Figura 4.27 – Potências elétricas [mVA] medidas em cada turbina para diferentes ângulos de *yaw* – configuração (a) de ensaio (percentuais referentes aos valores de referência em vermelho)

$x/D = 7$ $y/D = 0$	Valores de referência $\chi = 0^\circ$	$\chi = 0^\circ$		$\chi = 15^\circ$		$\chi = 30^\circ$	
	P_{el-ref} [mVA]	P_{el} [mVA]	P_{el}/P_{el-ref} [%]	P_{el} [mVA]	P_{el}/P_{el-ref} [%]	P_{el} [mVA]	P_{el}/P_{el-ref} [%]
Turbina barlavento	3.28	3.28	100.00%	3.16	96.34%	2.18	66.46%
Turbina sotavento	1.91	1.38	72.25%	1.8	94.24%	1.82	95.29%
Conjunto	4.66	4.66	100.00%	4.96	106.44%	4	85.84%

Tabela 4.5 – Resumo das potências elétricas medidas em cada turbina para a configuração (a) de ensaio – valores de referência e valores das turbinas operando em conjunto

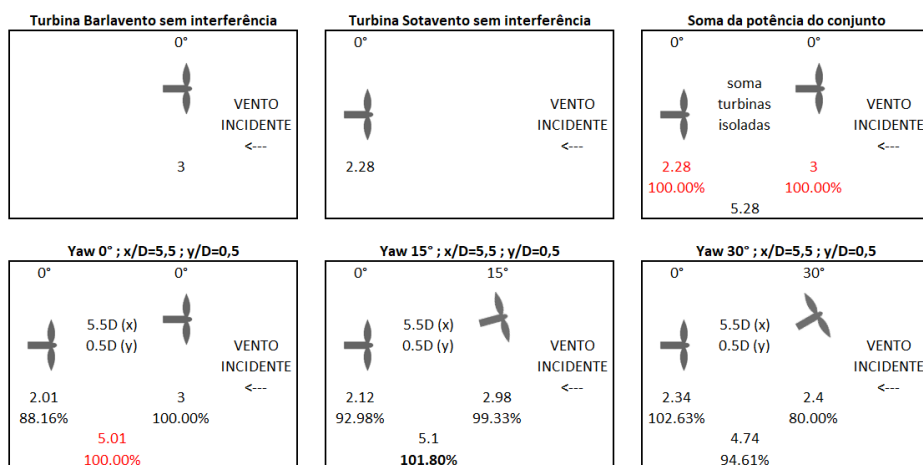


Figura 4.28 – Potências elétricas [mVA] medidas em cada turbina para diferentes ângulos de *yaw* – configuração (b) de ensaio (percentuais referentes aos valores de referência em vermelho)

$x/D = 5,5$ $y/D = 0,5$	Valores de referência $\chi=0^\circ$	$\chi = 0^\circ$		$\chi = 15^\circ$		$\chi = 30^\circ$	
	P_{el-ref} [mVA]	P_{el} [mVA]	P_{el}/P_{el-ref} [%]	P_{el} [mVA]	P_{el}/P_{el-ref} [%]	P_{el} [mVA]	P_{el}/P_{el-ref} [%]
Turbina barlavento	3	3	100.00%	2.98	99.33%	2.4	80.00%
Turbina sotavento	2.28	2.01	88.16%	2.12	92.98%	2.34	102.63%
Conjunto	5.01	5.01	100.00%	5.1	101.80%	4.74	94.61%

Tabela 4.6 – Resumo das potências elétricas medidas em cada turbina para a configuração (b) de ensaio – valores de referência e valores das turbinas operando em conjunto

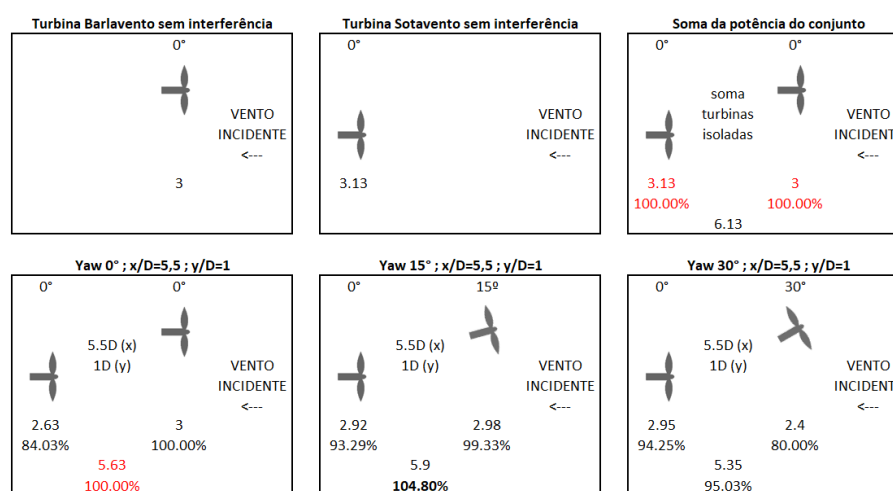


Figura 4.29 – Potências elétricas [mVA] medidas em cada turbina para diferentes ângulos de yaw – configuração (c) de ensaio (percentuais referentes aos valores de referência em vermelho)

$x/D = 5,5$ $y/D = 1$	Valores de referência $\chi=0^\circ$	$\chi = 0^\circ$		$\chi = 15^\circ$		$\chi = 30^\circ$	
	P_{el-ref} [mVA]	P_{el} [mVA]	P_{el}/P_{el-ref} [%]	P_{el} [mVA]	P_{el}/P_{el-ref} [%]	P_{el} [mVA]	P_{el}/P_{el-ref} [%]
Turbina barlavento	3	3	100.00%	2.98	99.33%	2.4	80.00%
Turbina sotavento	3.13	2.63	84.03%	2.92	93.29%	2.95	94.25%
Conjunto	5.63	5.63	100.00%	5.9	104.80%	5.35	95.03%

Tabela 4.7 – Resumo das potências elétricas medidas em cada turbina para a configuração (c) de ensaio – valores de referência e valores das turbinas operando em conjunto

5 ANÁLISE E DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Neste capítulo, são analisados e discutidos os resultados obtidos e apresentados no capítulo anterior. Inicia-se pela discussão dos resultados obtidos nos ensaios que investigaram os parâmetros característicos do modelo reduzido. A seguir, aborda-se os resultados obtidos nos ensaios investigativos das características da esteira aerodinâmica e, por fim, aqueles obtidos nos ensaios de medição de potência.

5.1 PARÂMETROS CARACTERÍSTICOS

Os ensaios conduzidos na primeira etapa experimental deste trabalho tiveram o intuito de verificar se a condição de projeto se verificava quando o modelo reduzido era inserido em um escoamento. Foram testadas quatro situações de vento de forma a escolher a melhor delas para conduzir os ensaios posteriores, que analisariam as características da esteira aerodinâmica frente a diferentes ângulos de *yaw*.

O vento uniforme-suave apresenta uma velocidade aproximadamente constante para a região central do túnel, na qual há pouca ou praticamente nenhuma interferência das paredes do mesmo, e baixa turbulência, com valores inferiores a 0,5%. Da mesma forma, o vento uniforme-turbulento também apresenta velocidades constantes, porém maior turbulência, com valores próximos de 4%. Os perfis de vento $p = 0,11$ e $p = 0,23$ apresentam uma variação de velocidades que segue uma lei potencial, conforme abordado na seção 2.4.4.1, e intensidades de turbulência variando, respectivamente, em torno dos valores de 6% e 11% na altura do cubo.

Observando as tabelas de 4.1 a 4.4 verifica-se que, de forma geral, para as mesmas frequências de inversor do túnel de vento, o vento uniforme-suave faz com que a turbina desenvolva maiores valores de TRS, seguido pelos ventos de camada limite ($p=0,11$ e $p=0,23$), que desenvolvem valores intermediários de TSR e, por fim, o vento uniforme-turbulento, que resulta nos valores mais baixos. O mesmo ocorre para os valores de Re , já que as velocidades mais altas são desenvolvidas para o vento uniforme-suave, seguido dos demais, na mesma ordem supracitada. Observa-se, inclusive, que foi possível atingir o valor de TSR de projeto ($\lambda=6$) para as quatro situações ensaiadas, o que permite a escolha dentre todas elas.

Dentre as frequências desenvolvidas no inversor do túnel de vento, quatro delas resultam em um TSR próximo de 6: 3,1Hz para o vento suave-uniforme, 5Hz para o vento turbulento-

uniforme e 4Hz para os ventos de camada limite. Para estas, desenvolvem-se, respectivamente, as seguintes velocidades angulares no rotor: 197,22 rad/s, 207,69 rad/s, 207,87 rad/s e 191,11 rad/s. Verificou-se, ao longo da execução dos ensaios, que o aumento da velocidade angular provocava trepidações transversais no modelo reduzido. Estas, somadas àquelas longitudinais provocadas pela incidência do vento com velocidades mais elevadas no rotor, resultavam em deslocamentos excessivos tanto na torre quanto nas pás do rotor, devido à esbeltez destes elementos. Sendo assim, levando em conta a fragilidade do modelo, optou-se por realizar os ensaios de medição de velocidade e intensidade de turbulência na esteira com o perfil de vento de camada limite de expoente $p=0,23$ e frequência de inversor de túnel igual a 4Hz, que resulta em uma velocidade incidente no cubo do rotor igual a 2,80 m/s e uma velocidade angular do rotor igual a 191,11 rad/s, valores mais baixos comparados àqueles desenvolvidos nos resultados provenientes dos outros três ventos ensaiados.

Por fim, salienta-se que apenas uma configuração de vento incidente foi escolhida para realização dos ensaios de medição de velocidade e intensidade de turbulência por dois motivos, basicamente. Primeiro, a limitação em relação ao tempo: a análise de cada vento incidente adicional resultaria na realização de mais 32 ensaios, pelo menos. Além disso, o objetivo do trabalho é a comparação de situações nas quais as turbinas estão dispostas no escoamento sob diferentes ângulos de *yaw*, de modo a observar as diferenças tanto nas características da esteira quanto na eficiência na geração de energia do conjunto, o que permite a comparação entre situações com a utilização de apenas um perfil de vento incidente.

5.2 PERFIS DE VELOCIDADE MÉDIA

Analisando os perfis verticais e horizontais de velocidade para a situação na qual a turbina está alinhada ao vento incidente ($\chi=0^\circ$), pode-se verificar alguns aspectos vistos na teoria. De forma geral, os perfis de velocidade medidos na esteira, tanto verticais quanto horizontais, revelam somente um pico no déficit de velocidades, localizado na região central do rotor ($z/z_{\text{cubo}} = 1$ e $y/D = 0$, respectivamente). Isso leva a concluir que a transição entre a esteira próxima – na qual são observados dois picos no gráfico de distribuição de velocidades, conforme explicado por Sanderse (2009) – e a esteira distante ocorre antes da distância longitudinal $x/D=2$, a partir da qual se tem dados de medição.

Em relação aos perfis resultantes da situação sem ângulo de *yaw*, para a distância longitudinal $x/D=2$, este déficit máximo é igual a 55% em $z=z_{\text{cubo}}$ no perfil vertical de velocidades e igual a

54% no o perfil horizontal (observa-se que um valor corrobora o outro). Conforme visto na teoria, este déficit se dissipa ao longo da esteira, devido à sua expansão e à mistura turbulenta que ocorre entre as camadas interior e exterior à região da esteira. Para a distância longitudinal de $x/D=4$, os déficits evoluem para 32% (vertical) e 31% (horizontal); e para $x/D=7$, para 15% (vertical e horizontal).

Da mesma forma, os perfis verticais de velocidade normalizada para a turbina com ângulo de *yaw* (figura 4.4) também apresentam um pico no na região central do rotor. Este, porém, não ocorre na mesma altura que para o caso sem *yaw*. A figura 4.5, que mostra o gráfico de déficits de velocidade média normalizada na esteira para a turbina com *yaw*, mostra de forma mais nítida que este pico assume um movimento vertical (direção *z*) ao longo do desenvolvimento da esteira, para cima nos casos de ângulos positivos e, de forma ainda mais nítida, para baixo no caso de ângulos negativos. Isso também foi observado por Bastankhah e Porté-Agel (2016) e pode ser explicado através da equação da continuidade, como já exposto na seção 2.5.6.3. Este movimento vertical do pico em cada seção transversal da esteira ao longo do desenvolvimento da mesma, combinado com o movimento horizontal de deflexão deste mesmo pico (no plano *x-y*), resulta no formato de rim que a distribuição de velocidades na seção transversal da esteira assume quando a turbina opera com *yaw*, o que também foi observado pelos autores supracitados e está comentado na seção 2.5.6.3.

Os perfis horizontais de velocidade medidos na esteira são os principais artefatos que ajudam na compreensão do desenvolvimento da esteira para as situações com ângulo de *yaw*. Como pode ser visto na figura 4.3, o perfil de velocidades médias horizontal na esteira para a turbina alinhada ao vento incidente tem estrutura praticamente axissimétrica. O mesmo não ocorre para os perfis horizontais de velocidade quando há ângulo de *yaw*. Estes apresentam formato levemente inclinados, conforme observado por Jiménez et al. (2010) e Bastankhah e Porté-Agel (2016). Além disso, o ponto onde ocorre o pico do déficit de velocidades apresenta um “deslocamento” lateral (na direção *y*) ao longo da distância longitudinal (direção *x*), desenvolvendo uma trajetória no plano *x-y*, em função da deflexão da esteira (figura 4.6).

É interessante comentar, ainda, a evolução dos valores dos picos nos gráficos de déficit de velocidades normalizadas para as distâncias, respectivamente, de $x/D=2;4;7$, para os diferentes ângulos de *yaw* medidos, o que está exposto na figura 5.1. Para $\chi=-30^\circ$, os valores dos déficits máximos ao longo das três distâncias longitudinais $x/D=2;4;7$ são iguais, respectivamente, a 39%, 24% e 12%, resultando em um decaimento de 7,6% para $x/D=2 \rightarrow 4$ e de 4% para

$x/D=4 \rightarrow 7$. Para $\chi=-15^\circ$, os valores são iguais a 54%, 23% e 11%, resultando em um decaimento de 15,8% para $x/D=2 \rightarrow 4$ e de 3,8% para $x/D=4 \rightarrow 7$. Para $\chi=+15^\circ$, tem-se 51%, 30% e 12%, resultando em um decaimento de 10,8% para $x/D=2 \rightarrow 4$ e de 5,8% para $x/D=4 \rightarrow 7$. Finalmente, para $\chi=+30^\circ$, os valores são iguais a 45%, 28% e 9%, resultando em um decaimento de 8,7% para $x/D=2 \rightarrow 4$ e de 6,1% para $x/D=4 \rightarrow 7$.

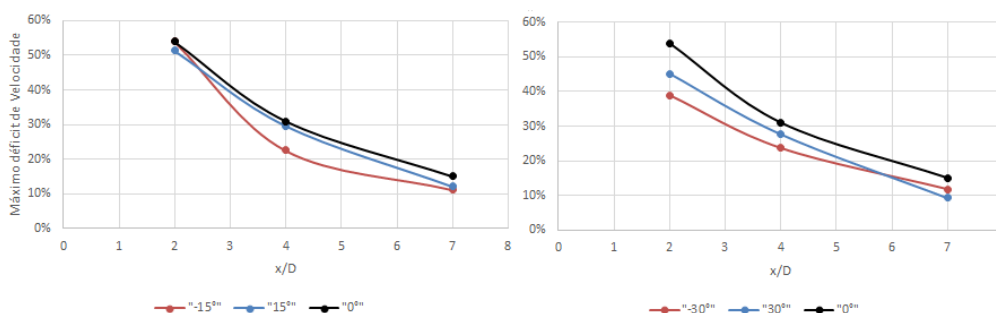


Figura 5.1 –Máximos déficits de velocidade observados nos perfis horizontais de velocidade média normalizada em cada distância longitudinal medida

Ainda se pode observar que a deflexão da esteira não ocorre de forma simétrica para ângulos de igual valor absoluto e sinais opostos, em relação tanto à magnitude dos déficits de velocidade observados quanto à magnitude das distâncias laterais de deflexão. Isso pode ser explicado, novamente, pelo formato de rim que a distribuição de velocidades normalizadas na seção transversal da esteira assume. Ao observar a figura 2.31, nota-se facilmente que os perfis de velocidade resultantes de um corte paralelo ao plano x-y localizado na linha central do rotor não seriam simétricos entre si. Exemplificando com números: o máximo déficit de velocidade para o maior ângulo de *yaw*, para o qual a falta de simetria é mais evidente, é de 25% para $\chi=-30^\circ$ (distância longitudinal $x/D=2$) e de 40% para o ângulo de sinal oposto.

Alguns outros pontos interessantes que se podem retirar da observação dos perfis horizontais de velocidade média normalizada resultantes das medições com ângulo de *yaw* (figura 4.6) têm relação com a largura da esteira e com a magnitude do déficit de velocidades para cada ângulo de *yaw*. Conforme abordado na seção 2.5.6.3, a turbina operando com *yaw* exerce uma força lateral no escoamento, além da força longitudinal, o que diminui a quantidade de movimento que passa através do rotor nesta direção longitudinal. Isso se intensifica quanto maior for o ângulo de *yaw*, já que maior parte da energia é dissipada na direção transversal. Isso pôde ser verificado nos resultados obtidos, através de dois pontos, observados nos gráficos referentes

aos ângulos de yaw $\chi=\pm 30$: nos perfis horizontais de velocidade normalizada, a esteira apresenta largura menor para maiores ângulos de yaw , o que indica a menor quantidade de movimento disponível a ser dissipada na direção longitudinal e; os déficits de velocidade normalizada são menores para tais ângulos, já que uma menor energia está disponível para ser efetivamente extraída.

As figuras de 4.7 a 4.11 ainda mostram a comparação entre os perfis horizontais de velocidade medidos experimentalmente e aqueles calculados com base nos modelos abordados nas seções de 2.5.6.4 a 2.5.6.6.

Observando, inicialmente, a figura 4.7, que compara os modelos com os resultados experimentais para a situação da turbina alinhada com o vento, pode-se verificar que, de forma geral, os resultados obtidos ficam próximos do teórico. O modelo de Qian e Ishihara (2018) é o que apresenta melhor ajuste aos dados experimentais quando se trata da magnitude de déficit de velocidades. O modelo de Bastankhah e Porté-Agel (2016), por outro lado, se adequa melhor à expansão da esteira. Pode-se verificar, ainda, que a velocidade de recuperação das condições não perturbadas de escoamento para o modelo de Qian e Ishihara (2018) é maior que aquela fornecida pelo modelo de Bastankhah e Porté-Agel (2016), já que o primeiro apresenta diferenças entre os máximos déficits de velocidade entre cada uma das distâncias longitudinais consideradas maiores que aquelas diferenças que ocorrem no segundo modelo. No perfil $x/D=2$, o déficit máximo para o perfil de Qian e Ishihara (2018) é de aproximadamente 53%, evoluindo para 28% em $x/D=4$ e para 14% em $x/D=7$. Para as mesmas distâncias longitudinais, entretanto, estes valores para o modelo de Bastankhah e Porté-Agel (2016) são iguais a 43%, 29% e 19%, indicando um decaimento mais lento que o anterior.

Analisando, por fim, as figuras de 4.8 a 4.11, pode-se verificar, como previsto pela teoria, que o modelo de Jiménez et al. (2010) subestima os déficits de velocidade no centro da esteira e superestima-os nas regiões da extremidade desta, além de não representar fielmente a forma do perfil, já que considera um perfil em forma de chapéu. Os demais modelos se mostram mais adequados na representação da forma gaussiana dos perfis. Observa-se, além disso, que os perfis provenientes dos modelos de esteira se encaixam de forma mais precisa – tanto do ponto de vista da forma quanto do ponto de vista da magnitude da deflexão – nos perfis medidos a partir da distância $x/D=4$, já que estes modelos foram desenvolvidos para a região da esteira distante.

Ainda se pode constatar que os modelos, de forma geral, subestimam a deflexão da esteira, de forma mais acentuada para os maiores ângulos de yaw ($\pm 30^\circ$) e especialmente para os ângulos negativos. Ou seja, os perfis mais subestimados são aqueles para $\chi = -30^\circ$. Observa-se ainda que a magnitude da deflexão da esteira é maior para ângulos negativos, o que pode ser explicado novamente pelo já abordado formato de rim que a esteira à sotavento de turbinas operando com yaw desenvolve. A magnitude do déficit de velocidades máximo para os perfis da distância $x/D=2$, de forma geral, também é subestimada, apresentando um encaixe razoável para a distância $x/D=4$ e $x/D=7$, especialmente para os menores ângulos de yaw ($\pm 15^\circ$).

Da mesma forma como observado para a situação sem yaw , o modelo de esteira com yaw de Qian e Ishihara (2018) também apresenta maior velocidade de recuperação das condições iniciais do escoamento ao longo da distância longitudinal em comparação ao modelo de Bastankhah e Porté-Agel (2016). Além disso, o modelo de Bastankhah e Porté-Agel (2016) fornece déficits de velocidade de maior magnitude se comparados ao outro modelo supracitado, para os ângulos de $\pm 30^\circ$. Para os ângulos de $\pm 15^\circ$, por outro lado, o modelo de Qian e Ishihara (2018) fornece maiores déficits para a distância longitudinal $x/D=2$. Para as demais distâncias, os dois modelos fornecem valores de igual magnitude.

5.3 PERFIS DE INTENSIDADE DE TURBULÊNCIA

Os perfis verticais de intensidade de turbulência absoluta e acrescida (figura 4.12) medidos para $\chi=0^\circ$ ratificam alguns aspectos trazidos pela teoria e outros comentados por Inestroza (2017). São verificados dois picos de intensidade de turbulência nas regiões próximas à extremidade externa do rotor, decorrentes da turbulência acrescida pelos vórtices que se desprendem das pontas das pás do rotor. Além disso, há um aumento de menor magnitude, mas ainda de valor considerável, na turbulência na região central da esteira, decorrente dos vórtices de base que se desprendem da raiz das pás misturados à turbulência acrescida pela presença da nacelle e da torre da turbina. Conforme também observado pelo autor, o maior pico de turbulência no perfil vertical ocorre na região superior, de valor de cota mais elevada. Isso porque a alta turbulência ambiente existente no perfil de vento de camada limite incidente ($p = 0,23$), nas cotas de menor valor absoluto, ajuda a dissipar mais rapidamente a condição inicial de escoamento incidente e, por consequência, o pico de turbulência. Estes dois picos de turbulência se juntam ao longo do desenvolvimento da esteira à sotavento, resultando em perfis mais uniformes nas distâncias $x/D=4$ e $x/D=7$.

Ainda é interessante observar o que ocorre nos perfis verticais de intensidade de turbulência acrescida para as situações com *yaw* (figuras 4.14 e 4.15). De forma geral, os níveis de turbulência acrescidos no escoamento de esteira diminuem em relação à situação sem *yaw*. Além disso, os dois picos de turbulência apresentam um movimento vertical ao longo do desenvolvimento da esteira. Para os ângulos negativos, verifica-se que uma diminuição de magnitude muito mais expressiva para o pico de turbulência superior dos gráficos, de forma que o pico inferior apresenta maior valor absoluto. Por outro lado, nos perfis de turbulência dos ângulos positivos há uma diminuição mais expressiva do pico inferior, fazendo com que o pico superior tenha maior valor absoluto em relação àquele. Novamente, esta evolução vertical desigual pode ser explicada pelo formato de rim que a esteira desenvolve devido ao par de vórtices de rotação contrária, que fazem com que um movimento vertical seja adicionado ao movimento lateral.

Da mesma forma, os perfis horizontais de intensidade de turbulência absoluta e acrescida medidos para $\chi=0^\circ$ (figura 4.13) também revelam os dois picos de turbulência provenientes dos vórtices de ponta, além do aumento de menor magnitude central. É interessante observar que estes picos não são de igual magnitude, mesmo para a situação sem *yaw*. Isso também pode ser observado nos resultados obtidos por Qian e Ishihara (2018). Estes picos sofrem, inclusive, uma redução assimétrica nos seus valores absolutos quando nas situações com *yaw* (figuras 4.16 e 4.17). A maior redução ocorre sempre no pico que fica do lado do rotor para o qual a esteira é defletida devido à presença do ângulo de *yaw*, já que a turbulência existente nesta região perturbada do escoamento aumenta o processo de mistura, ajudando a recuperar mais rapidamente a condição não perturbada do escoamento.

A análise da figura 4.18, que compara os perfis horizontais provenientes dos resultados medidos com o modelo de esteira, para a situação sem *yaw*, mostra uma boa concordância entre estes valores para distâncias a partir de $x/D=4$. Para a distância $x/D=2$, o modelo não se mostra satisfatoriamente representativo em relação aos resultados experimentais, o que pode ser explicado em parte devido ao fato de o mesmo ter sido desenvolvido para previsão das condições na esteira distante. Acrescido a isso, reforça-se que o valor mínimo do número de Reynolds ($Re_D > 9,3 \times 10^4$) para o qual a literatura indica que se conseguem representar os perfis de intensidade de turbulência com adequada fidelidade não foi atingido. Ficou, inclusive, mais distante do Re mínimo indicado para fiel representação dos perfis de velocidade ($Re_D > 4,8 \times 10^4$). Deve-se atentar, portanto, para esta limitação principalmente nos resultados de intensidade de turbulência.

As figuras de 4.19 a 4.22 mostram o que foi abordado acima. Pode-se verificar que, para a distância $x/D=2$, os perfis medido e proveniente do modelo de Qian e Ishihara (2018) apresentam discrepâncias significativas, tanto na forma quanto nas magnitudes. Isso vai sendo suavizado ao longo do desenvolvimento da esteira, nos perfis em $x/D=4$ e $x/D=7$.

De forma geral, observa-se que o modelo superestima a largura da esteira quando se trata da intensidade de turbulência. Em relação às magnitudes de picos de intensidade de turbulência dos perfis medidos, observa-se que o modelo sub ou superestima-os, a depender da posição longitudinal e do ângulo de *yaw*. Para os ângulos positivos, por exemplo, o modelo subestima a magnitude de um dos picos de intensidade de turbulência, apresentando encaixe mais adequado para os ângulos negativos de *yaw*.

5.4 POTÊNCIAS ELÉTRICAS MEDIDAS

Ao analisar os gráficos das figuras 4.25 e 4.26, pode-se observar que, a uma distância de 5,5 diâmetros de rotor (D), o centro da esteira sofre uma deflexão de aproximadamente $0,5D$ para o ângulo de 30° e de metade desta distância para o ângulo de 15° ($0,25D$). Se não houvesse expansão alguma da esteira à sotavento do plano do rotor, na configuração com ângulo de *yaw* 30° a esteira estaria totalmente desviada da turbina à sotavento. Esta análise resultou na escolha das configurações (b) $x/D=5,5; y/D=0,5$ e (c) $x/D=5,5; y/D=1$ para as distâncias longitudinais e transversais, respectivamente, entre turbinas do conjunto. Apenas os ângulos de 15° e 30° foram escolhidos para a realização dos ensaios de medição de potência pois estes apresentaram uma maior deflexão se comparados aos mesmos ângulos de sinais opostos, conforme já comentado na análise dos perfis de velocidade média obtidos.

Os gráficos das figuras 4.23 e 4.24 comparam as trajetórias de desenvolvimento no plano $x-y$ do centro da esteira medida experimentalmente com aquela calculada através dos modelos de deflexão vistos na teoria. Pode-se verificar que, exceto pelo ângulo $\chi=-30^\circ$, o modelo de Jiménez et al. (2010) superestima as deflexões, conforme já visto na teoria, já que tal modelo utiliza a distribuição de déficits de velocidades em forma de chapéu, que não se mostra adequada para tanto. Os demais modelos subestimam a deflexão medida nos ensaios conduzidos neste trabalho.

A potência de saída de um aerogerador está intimamente ligada à sua frequência de rotação. Para iguais velocidades de vento incidente, o rotor desenvolve a mesma velocidade de rotação,

podendo sofrer apenas algumas variações em função das perdas por fricção no rotor. A variação na potência de saída é causada, dentre outros, por fatores que provocam uma alteração na velocidade de rotação da turbina. A presença do ângulo de *yaw* provoca uma alteração no ângulo de incidência do vento no plano do rotor, diminuindo a quantidade de movimento disponível na direção longitudinal – aquela que pode ser efetivamente extraída e transformada em potência elétrica – além de aumentar a carga dinâmica atuando nas pás do rotor. O escoamento de esteira também provoca uma diminuição da quantidade de movimento disponível no rotor, já que diminui a velocidade de incidência do vento, além de aumentar a turbulência do escoamento. Ambas alterações supracitadas provocam uma diminuição de potência de saída do aerogerador, observada na prática quando da condução dos ensaios.

As figuras 4.27 a 4.29 fornecem os valores de potência de saída do conjunto de turbinas operando sob diversos *layouts* e ângulos de *yaw*, comparando sempre os resultados obtidos com aquela situação que é a mais desfavorável do ponto de vista de interferência entre turbinas: quando o rotor à barlavento opera totalmente alinhado ao vento incidente e, conseqüentemente, a máquina à sotavento opera com a maior área possível (para a determinada configuração) inserida na esteira.

Para a configuração (a), cujos resultados dos ensaios são mostrados na figura 4.27, verifica-se que a potência de saída do conjunto de turbinas operando sem ângulo de *yaw* (4,66 mVA) é de aproximadamente 90% do valor de potência proveniente de cada uma das turbinas operando de forma isolada, somados (5,19 mVA). Isso ocorre devido à diminuição significativa da velocidade do escoamento na esteira, diminuindo a energia disponível. Para o conjunto operando junto na situação mais crítica (turbina à barlavento sem *yaw*), tem-se uma redução de 27,75% na potência da turbina que opera na esteira, ou seja, ela produz apenas 72,25% da potência que produziria se operasse isolada. Girando a turbina à barlavento por 15°, o que desvia ligeiramente a esteira da turbina à sotavento, consegue-se aumentar a potência produzida pela turbina à sotavento (+30,4% em relação à turbina operando na esteira sem *yaw*), que não mais opera totalmente inserida na esteira. Por outro lado, reduz-se a potência da turbina à barlavento (-3,66% em relação à turbina operando alinhada com o vento incidente), já que esta não mais extrai toda a energia disponível no vento, conforme já abordado anteriormente. O resultado líquido, todavia, ainda mostra-se vantajoso, já que aumenta em 6,44% a potência produzida pelo conjunto em relação à situação sem *yaw*. O giro da turbina à barlavento por 30°, por outro lado, não se mostra vantajoso. Há um aumento de 31,9% na produção da turbina à sotavento em relação ao conjunto operando sem *yaw*, mas este vem acompanhado de uma perda

de maior magnitude que o ganho anterior, igual a 33,5% para a turbina à barlavento, resultando em uma potência de saída de apenas 85,84% do valor produzido pelas duas turbinas operando sem o ângulo de *yaw*.

A mesma análise é feita para as demais configurações (b) e (c). Ambas apresentam resultados que vão ao encontro daqueles obtidos na situação (a). O ângulo de *yaw* que fornece o aumento líquido na potência produzida pelo conjunto em relação à situação sem *yaw*, no *layout* considerado para cada situação, é novamente o $\chi=15^\circ$. Para a configuração (b), este aumento é de 1,8% e, para a configuração (c), mais significativos 4,8%. Este aumento menos expressivo na potência do conjunto se comparado à situação (a) pode ser explicado pela diminuição considerável da distância longitudinal entre turbinas para os *layouts* (b) e (c) – igual a 5,5D. Para uma menor distância, não há desenvolvimento suficiente da esteira e a velocidade média não é recuperada a valores suficientemente próximos daqueles desenvolvidos na condição de escoamento não perturbado. O aumento mais expressivo de potência na configuração (c) em relação à (b) também é de certa forma esperado, já que uma maior distância transversal entre turbinas dá mais espaço para que a deflexão da esteira ocorra sem tanto interferir na outra turbina do conjunto.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os resultados obtidos nos ensaios desenvolvidos neste trabalho foram capazes de representar de forma adequada as principais características relativas à performance de uma turbina eólica operante e ao escoamento que passa através de seu rotor, mesmo com a limitação em relação ao número de Reynolds desenvolvido nos ensaios, que não atingiu o valor mínimo indicado pela literatura para representação da esteira, tópico que é mais detalhadamente comentado ao longo da exposição dos resultados. Através dos ensaios desenvolvidos, foi possível analisar a influência do ângulo de *yaw* nos perfis verticais e horizontais de déficit de velocidade média e acréscimo de intensidade de turbulência, observando pontos como: a deflexão da trajetória da esteira devido à presença do ângulo de *yaw*; a dissipação dos efeitos de esteira ao longo da distância à sotavento; a comparação dos resultados experimentais com aqueles teóricos; e a performance de uma turbina isolada e de um conjunto de turbinas, operando sem e com ângulo de *yaw* e a posterior comparação entre a energia produzida pelo conjunto de turbinas nestas duas situações. Para tanto, foram conduzidos ensaios no túnel de vento com um modelo reduzido de aerogerador projetado para operar através de condições específicas de escoamento incidente e performance. Nestes ensaios, foi simulado um escoamento de camada limite cujo expoente da lei potencial escolhido foi $p = 0,23$. Os resultados obtidos e posteriores conclusões são, portanto, referentes à esta condição específica.

Os perfis de velocidade representaram satisfatoriamente o comportamento da esteira, apresentando um pico central no déficit de velocidades. A análise dos valores absolutos destes picos, para cada ângulo estudado, permite afirmar que, de modo geral, os maiores valores absolutos ocorrem para a situação sem *yaw*, conforme já esperado. Os déficits de menor valor absoluto ocorrem para os maiores ângulos de *yaw*, o que também é esperado em função da menor quantidade de movimento disponível no escoamento na direção longitudinal nesta situação, já que parte dissipa ao longo da direção transversal devido ao giro do rotor. Além disso, o decaimento do máximo déficit de velocidade ao longo da distância longitudinal à sotavento do rotor ocorre inicialmente (de $x/D=2$ a $x/D=4$) mais rapidamente para menores ângulos ($\chi=\pm 15^\circ$), ficando mais lenta para distâncias maiores que $x/D=4$. Além disso, o decaimento destes valores ocorre, de modo geral, de forma mais rápida para ângulos positivos de *yaw*. Através da análise dos perfis horizontais de velocidade, foi possível observar o deslocamento lateral da esteira ao longo da distância longitudinal à sotavento do rotor devido

ao giro deste pelo ângulo de *yaw*, além de um deslocamento vertical, conforme visto na teoria. Assim, são desenvolvidas trajetórias no plano horizontal (*x-y*) e no plano frontal (*x-z*).

A comparação dos perfis experimentais com aqueles provenientes de modelos teóricos permitiu algumas conclusões. Para o ângulo $\chi=0^\circ$, o modelo de Qian e Ishihara (2018) subestima a largura da esteira e o modelo de Bastankhah e Porté-Agel (2016) se mostra mais apropriado. Além disso, o decaimento do déficit de velocidade ao longo da distância longitudinal no primeiro modelo é mais rápido que no segundo modelo citado. Para os modelos com ângulo de *yaw*, a representação se mostra apropriada apenas para distâncias a partir de $x/D=4$. O modelo de Qian e Ishihara (2018) fornece déficits de velocidade cuja magnitude fica mais próxima do observado nos resultados dos ensaios, o que permite concluir que este é mais adequado para representar esta situação específica. Em parte, isso pode se dever ao fato de que ele tem como um dos parâmetros de entrada a intensidade de turbulência do escoamento, o que não é considerado nos outros modelos.

Em relação aos perfis de intensidade de turbulência, foram observadas as três regiões de acréscimo nos níveis de turbulência descritos pela literatura: os dois picos provenientes do desprendimento de vórtices da ponta das pás, de maior magnitude, e o pico central, devido aos vórtices de base e à turbulência acrescida pela nacele e pela torre, de menor magnitude. Foi observado, ainda, que a alta turbulência ambiente característica do perfil de camada limite com expoente de lei potencial $p = 0,23$, principalmente nas cotas de menor valor absoluto, ajuda a dissipar mais rapidamente o pico inferior no perfil vertical de acréscimo de turbulência, em concordância com o que foi concluído por Inestroza (2017).

Comparando os perfis verticais provenientes dos diferentes ângulos de *yaw*, ainda se pode concluir que os maiores acréscimos de turbulência são decorrentes do giro do rotor ao longo de menores ângulos. A turbulência acrescida para o ângulo de 15° , por exemplo, apresenta um pico de valor absoluto de mesma magnitude que aquele medido para a situação sem *yaw*. A distribuição desta variação no perfil vertical de intensidade de turbulência, no entanto, é mais uniforme para a situação sem *yaw*, ou seja, o pico de turbulência é atingido de forma mais abrupta para a situação com *yaw*, mais suave para a condição sem *yaw*. Comparando, ainda, os perfis verticais para ângulos de sinais opostos, conclui-se que os ângulos positivos resultam em maiores valores absolutos de turbulência acrescida em relação aos ângulos de sinal oposto.

Os perfis horizontais, da mesma forma, revelaram dois picos de turbulência acrescida em função dos vórtices de ponta e o pico central de menor magnitude em função dos vórtices de base. No entanto, o pico de um dos lados tem maior valor absoluto que o do outro, possivelmente em função da rotação da esteira, mesmo para o ângulo de 0° . Para as situações com *yaw*, foi observado que ocorre um decaimento mais acelerado do pico de turbulência localizado no lado do rotor para o qual a esteira deflete, já que a trajetória desta traz consigo a turbulência característica desta região do escoamento, que promove a mistura e, conseqüentemente, a mais rápida recuperação das condições iniciais.

Ainda que tenham apresentado características indicadas pela teoria, entretanto, os perfis verticais e horizontais de intensidade de turbulência se mostraram apenas parcialmente representativos quando da comparação com os perfis teóricos. O não atingimento do valor mínimo de *Re* para representação fiel dos perfis de intensidade de turbulência, indicado pela literatura, pode ter sido um dos motivos para isto ter ocorrido.

Em relação aos ensaios de medição de potência e investigação do *layout* que retorna a maior eficiência do conjunto de duas turbinas, através da variação do ângulo de *yaw* daquela localizada à barlavento, concluiu-se que as vantagens existem, mesmo que não tão expressivas. Salienta-se, todavia, que isso ocorre para esta configuração específica de ensaios, que incluiu a escolha de características como: o perfil de vento de camada limite, o número de Reynolds e parâmetros relativos à performance da turbina (*TSR* e *C_T*). Maiores ganhos certamente podem ser observados através da escolha de diferentes condições de escoamento e operação.

Os ganhos foram observados para todas as três configurações testadas e todas indicaram o ângulo $\chi = -15^\circ$ como aquele que fornece um aumento na potência produzida pelo conjunto quando comparado ao valor resultante da situação na qual as turbinas operam sem *yaw*. A configuração que se mostrou mais vantajosa foi aquela na qual as turbinas estão alinhadas em um mesmo eixo, separadas longitudinalmente por uma distância igual a 7 diâmetros de rotor. Nesta configuração, quando a turbina à barlavento opera com um ângulo de *yaw* igual a -15° , ocorre um aumento de 6,44% na potência de saída do conjunto.

De certa forma, é natural deduzir que quanto maior a distância entre turbinas, mesmo que alinhadas umas com as outras, menor a interação entre elas, especialmente se a turbulência está presente em valores elevados, ajudando a recuperar as condições iniciais do escoamento ao longo de uma menor distância. Para ventos de baixa turbulência, entretanto, a esteira pode

carregar as condições perturbadas de escoamento ao longo de grandes distâncias (até 15D), podendo se mostrar mais atrativo o desalinhamento entre estas. Portanto, do ponto de vista apenas de geração de energia, a configuração que se mostra mais atrativa é aquela na qual as turbinas estão separadas por 7 diâmetros de rotor. Vale ressaltar, porém, que o custo de implantação dos parques eólicos aumenta junto com a magnitude do espaçamento entre turbinas, já que é necessária uma maior área para geração da mesma quantidade de energia. A maior distância entre turbinas aumenta, ainda, o custo com instalações elétricas e as perdas ao longo destas.

Saindo do campo da análise apenas da energia produzida pelo conjunto, ainda vale a análise de aspectos como a diminuição da vida em fadiga das pás do rotor, especialmente quando se trata da turbina à barlavento operando com *yaw* ou da turbina à sotavento operando inserida na esteira. Ambas as situações aumentam a carga dinâmica nas pás, o que é prejudicial do ponto de vista mecânico e pode trazer custos a mais com manutenção. O aumento da carga dinâmica na turbina à barlavento, entretanto, pode vir a ser contrabalanceado por uma diminuição na carga dinâmica na turbina à sotavento, devido à deflexão que a esteira sofre com a presença do ângulo de *yaw*, que desvia parte da turbulência do rotor à sotavento.

Ratificando os resultados encontrados por Inestroza (2017), observou-se que a alta turbulência ajuda a recuperar as condições iniciais do escoamento mais rapidamente, diminuindo também a deflexão para as regiões à distante sotavento, conforme constatado nos resultados obtidos dos ensaios e conforme apontado por Qian e Ishihara (2018) e Bastankhah e Porté-Agel (2016). Sendo assim, a utilização de controle por *yaw* é mais apropriada em situações *offshore*, com menor turbulência, nas quais se consegue manter a deflexão da trajetória da esteira ao longo de uma maior distância longitudinal. O ganho em produção de energia para um conjunto de duas turbinas quando uma delas opera com *yaw* – cujo valor máximo encontrado neste trabalho é de 6,44% – pode ser ainda maior para ventos com menor turbulência, já que a deflexão da esteira se mantém ao longo de uma distância maior.

6.1 SUGESTÕES E RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Os ensaios iniciais deste trabalho tiveram como objetivo determinar o desempenho aerodinâmico do rotor, além de verificar a proximidade das condições de projeto/ensaios. Todavia, não foi utilizado nenhum tipo de controle sob o TSR desenvolvido no rotor. Sugere-se, portanto, realizar ensaios nos quais se consiga controlar o TSR, de modo a variar este

parâmetro sob as mesmas condições de vento incidente e descobrir o TSR que otimiza a performance do rotor, ou seja, aquele que amplifica a extração da energia neste.

A turbulência, conforme visto, mostrou recuperar as condições de escoamento não perturbado de forma acelerada ao longo de distâncias relativamente pequenas quando se trata do espaçamento usual entre turbinas eólicas em parques ($x/D \sim 5$ a $x/D \sim 7$). Como a ideia principal da operação de turbinas em *yaw* é manter a deflexão ao longo da maior distância possível, de forma a desviar a esteira de outras turbinas à sotavento, não é interessante que se recuperem as condições iniciais ao longo de uma pequena distância. Sendo assim, sugere-se voltar os esforços para a condução de ensaios que reproduzam situações de mais baixa turbulência, a exemplo de situações *offshore*, que podem ser representadas, por exemplo, pelos perfis de vento de camada limite com expoente $p = 0,11$ da lei potencial.

Ainda em relação ao vento incidente, é interessante que se comparem situações distintas, de forma a identificar quais os efeitos, na prática, que cada mudança de parâmetro provoca. Por exemplo, pode-se comparar situações de vento uniforme com vento de camada limite; vento suave com turbulento; terreno plano com terreno ondulado, entre outros. Além disso, sugere-se a construção de um modelo reduzido mais robusto, de maiores dimensões ou maior rigidez, de forma que se consiga operar sob maiores velocidades de vento incidente e atingir o valor mínimo de Re indicado pela literatura.

Outro ponto interessante a ser mais profundamente investigado é o real coeficiente de empuxo característico de cada ensaio realizado, já que este é um parâmetro que é utilizado como dado de entrada no cálculo dos perfis de déficits de velocidade e intensidade de turbulência de todos os modelos. Como este coeficiente relaciona a força axial (T) atuando no rotor com a força dinâmica do vento incidente – calculada de forma teórica através da equação 2.25 – basta conhecer a força axial (T). Isto pode ser feito, por exemplo, utilizando uma balança nos ensaios, sobre a qual a turbina ficaria instalada e que mediria a força atuante nesta.

Sugere-se, ainda, a investigação não apenas da interação entre turbinas do ponto de vista da potência gerada por cada uma delas e pelo conjunto, mas também das condições do escoamento de esteira quando esta interação ocorre, realizando medições com o anemômetro de fio-quente na esteira à sotavento de uma fileira de duas turbinas ou mais.

REFERÊNCIAS

ADARAMOLA, M. S.; KROGSTAD, P. -A. Experimental investigation of wake effects on wind turbine performance. **Renewable Energy**, v. 36, p. 2078-2086, 2011.

AGÊNCIA GAÚCHA DE DESENVOLVIMENTO E PROMOÇÃO DO INVESTIMENTO. **Atlas Eólico**: Rio Grande do Sul, 2 ed, Porto Alegre, 2014.

AIRFOIL TOOLS. **Airfoil database website**. 2017. Disponível em: <<http://airfoiltools.com/index>>. Acesso em: 6 mar. 2017.

AMARANTE, A. C. A.; BROWER, M.; ZACK, J.; DE SÁ, A. L. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**, Brasília, 2001. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=publicacoes&task=livro&cid=1>>. Acesso em: 30 ago. 2017.

AMBROSE, J. World's largest wind turbines may double in size before 2024. **The Telegraph**. London, 17 mai. 2017. Disponível em: <<http://www.telegraph.co.uk/business/2017/05/16/worlds-largest-wind-turbines-may-double-size-2024/>>. Acesso em: 2 ago. 2017.

ANDRESEN, B. **Wake behind a wind turbine operating in yaw**. 2013. 85 f. Dissertação (Mestrado em Energia e Engenharia Ambiental) – Departamento de Energia e Engenharia de Processos, Universidade Norueguesa de Ciência e Tecnologia, Trondheim.

BARTHELMIE, R. J.; LARSEN, G. C.; FRANDBSEN, S. T. Comparison of Wake model simulations with offshore wind turbine Wake profiles measured by sodar. **Journal of Atmospheric Ocean Technology**, v. 23, p. 881-901, 2005.

BASTANKHAH, M; PORTÉ-AGEL, F. A new analytical model for wind-turbine wakes. **Renewable Energy**, v. 70, p. 116-123, 2014.

BASTANKHAH, M.; PORTÉ-AGEL, F. Experimental and theoretical study of wind turbine wakes in yawed conditions. **Journal of Fluid Mechanics**, v. 806, p. 506-541, 2016.

BASTANKHAH, M.; PORTÉ-AGEL, F. A new miniature wind turbine for wind tunnel experiments. Part I: design and performance. **Energies**, v. 10, n. 7, p. 1-19, 2017.

BLESSMANN, J. The boundary layer TV-2 wind tunnel of the UFRGS. **Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics**, v. 10, n. 2, p. 231-248, 1982.

BLESSMANN, J. **Aerodinâmica das construções**. 3 ed. Porto Alegre: Editora da UFRGS, 2011.

BLESSMANN, J. **O vento na engenharia estrutural**. 2 ed. Porto Alegre: Editora da UFRGS, 2013.

BURTON, T.; SHARPE, D.; JENKINS, N.; BOSSANYI, E. **Wind Energy**: handbook. 2. ed. West Sussex: John Wiley & Sons, Ltd., 2011.

CAMPAGNOLO, F. **Wind tunnel testing of scaled wind turbine models: aerodynamics and beyond**. 2013. 181 f. Tese (Doctoral Programme in Rotary Wing Aircraft) – Departamento de Ciência e Tecnologia Aeroespacial, Universidade Politécnica de Milão, Milão.

CARNEIRO, F. L. **Análise dimensional e teoria da semelhança e dos modelos físicos**. Rio de Janeiro: Editora UFRJ, 1993.

CHAMORRO, L. P.; ARNDT, R. E. A.; SOTIROPOULOS, F. Reynolds number dependence of turbulence statistics in the wake of wind turbines. **Wind Energy**, v. 15, n. 5, p. 733-742, 2012.

CHAMORRO, L. P.; PORTÉ-AGEL, F. A wind-tunnel investigation of wind-turbine wakes: boundary-layer turbulence effects. **Boundary-layer Meteorology**, v. 132, n. 1, p. 129-149, 2009.

CHAMORRO, L. P.; PORTÉ-AGEL, F. Effects of thermal stability and incoming boundary-layer flow characteristics on wind-turbine wakes: a wind-tunnel study. **Boundary-layer Meteorology**, v. 6, p. 515-533, 2010.

COOK, N. J. On simulating the lower third of the urban adiabatic boundary layer in a wind tunnel. **Atmospheric Environment**, v. 7, p. 691-705, 1973.

CRESPO, A.; HERNÁNDEZ, J.; FRANDBSEN, S. Survey of modelling methods for wind turbine wakes and wind farms. **Wind Energy**, v. 2, n. 1, p. 1-24, 1999.

DASSAULT SYSTÈMES. **Solidworks**: 2016 premium edition. Vélizy-Villacoublay: Dassault Systèmes, 2016.

DAVENPORT, A. G.; ISYUMOV, N. The application of the boundary layer wind tunnel to the prediction of wind loading. In: PROCEEDINGS OF THE INTERNATIONAL RESEARCH SEMINAR: WIND EFFECTS ON BUILDINGS AND STRUCTURES, 11-15 September, 1967, Ottawa, Canada. **Anais...** Toronto: University of Toronto Press, v. 1. 1968. p. 201-230.

DE VRIES, O. On the theory of the horizontal-axis wind turbine. **Annual Review of Fluid Mechanics**, v. 15, n. 1, p. 77-96, 1983.

DRELA, M.; YOUNGREN, H. **XFOIL 6.9**. Cambridge: Massachusetts Institute of Technology Department of Aeronautics and Astronautics, 2001.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balço Energético Nacional**: relatório síntese (ano base 2017), Rio de Janeiro, 2018. Disponível em: < <http://epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-303/topico-397/Relat%C3%B3rio%20S%C3%ADntese%202018-ab%202017vff.pdf> >. Acesso em: 16 dez. 2018.

ENERCON. **ENERCON product overview**. Aurich: ENERCON, 2017. Disponível em: <http://www.enercon.de/fileadmin/Redakteur/Medien-Portal/broschueren/pdf/EC_Produnkt_en_042017.pdf>. Acesso em: 12 abr. 2017.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **International Energy Outlook 2016**, Washington, 2016.

FRANSEN, S.; BARTHELMIE, R.; PRYOR, S.; RATHMANN, O.; LARSEN, S.; HØJSTRUP, J.; NIELSEN, P.; THOGERSEN, M. Analytical modelling of wind speed deficit in large offshore wind farms. In: EUROPEAN WIND ENERGY CONFERENCE, 2004, Londres. **Anais...** Londres, 2006, v. 9, n. 1-2. p. 39-53.

GARRÉ, S. O. **Avaliação experimental do desempenho aerodinâmico de pequenas turbinas eólicas confeccionadas em prototipagem 3D**. 2017. 171 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.

GASCH, R.; TWELE, J. **Wind power plants: fundamentals, design, construction and operation**. 2 ed. Berlin: Springer, 2012.

GEBRAAD, P. M. O.; TEEUWISSE, F. W.; VAN WINGERDEN, J. W.; FLEMING, P. A.; RUBEN, S. D.; MARDEN, J. R.; PAO, L. Y. Wind plant power optimization through yaw control using a parametric model for wake effects – a CFD simulation study. **Wind Energy**, v. 19, n. 1, p. 95-114, 2014.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. **Global wind report: annual market update**, Brussels, 25 abr. 2018. Disponível em: <<http://files.gwec.net/files/GWR2017.pdf?ref=Website>>. Acesso em: 16 dez. 2018.

HANSEN, M. O. L. **Aerodynamics of wind turbines**, 2 ed. Londres: Earthscan, 2008.

HOWLAND, M. F.; BOSSUYT, J.; TOSSAS, L. A. M-; MEYERS, J.; MENEVEAU, C. Wake structure in actuator disk models of wind turbines in yaw under uniform inflow conditions. **Journal of Renewable and Sustainable Energy**, v. 8, n. 4, p. 1-17, 2016.

HØJSTRUP, J. Spectral coherence in wind turbine wakes. **Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics**, v. 80, p. 137-146, 1999.

INESTROZA, M. A. Z. **Influência da turbulência atmosférica na esteira aerodinâmica de turbinas eólicas: estudo experimental em túnel de vento**. 2017. 135 f. Dissertação

(Mestrado em Engenharia) – Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE. Climate change 2014: synthesis report. **Contribution of working groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change**. 2014.

IVANELL, S. S. A. Numerical computations of wind turbine wakes. **Technical Report from Royal Institute of Technology**. Department of Mechanics, Linné Flow Centre, Royal Institute of Technology, Stockholm, 2009.

IUNGO, G. V. Experimental characterization of wind turbine wakes: wind tunnel tests and wind LiDAR measurements. **Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics**, v. 149, p. 35-39, 2016.

JACOBSON, M. Z.; ARCHER, C. L. Saturation wind power potential and its implications for wind energy. In: **Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America**, v. 109, n. 39, p. 15679-15684, 2012.

JIMÉNEZ, Á.; CRESPO, A.; MIGOYA, E. Application of a LES technique to characterize the wake deflection of a wind turbine in yaw. **Wind Energy**, v. 13, n. 6, p. 559-572, 2010.

JIN, Y.; LIU, H.; AGGARWAL, R.; SINGH, A.; CHAMORRO, L. P. Effects of free stream turbulence in a model wind turbine wake. **Energies**, v. 9, n. 10, p. 830, 2016.

JOHNSON, G. L. **Wind Energy Systems**. Electronic ed. Manhattan, 2001.

KATIC, I.; HØJSTRUP, J.; JENSEN, N. O. A simple model for cluster efficiency. In: **Proceedings of the European Wind Energy Association**. Roma, 7 a 9 out. 1986, p. 407-410.

LOREDO-SOUZA, A. M.; SCHETTINI, E. B. C.; PALUCH, M. J. Simulação da camada limite atmosférica em túnel de vento. **IV Escola de Primavera de Transição e Turbulência**, n. 1, p. 2906-2914, 2004.

MAGNUSSON, M; SMEDMAN, A.-S. Air flow behind wind turbines. **Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics**, v. 80, n. 1-2, p. 169-189, 1999.

MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L. **Wind Energy explained: theory, design and application**. 2. ed. West Sussex: John Wiley & Sons, Ltd., 2009.

MINIPA. **Manual de instruções**: foto-tacômetro digital Minipa MDT-2244B. 2010. Disponível em: <https://www.eletopecas.com/_uploads/ProdutoDownload/produto_52.pdf>. Acesso em: 14 ago. 2017.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Boletim mensal de monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro**: outubro de 2018. Brasília: Secretaria de Energia Elétrica, Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico, 2018. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/1138781/1435504/Boletim+de+Monitoramento+do+Sistema+El%C3%A9trico+-+Outubro+-+2018.pdf/c728865f-7a2a-46a9-b9e7-cc3db9c6e6a3>>. Acesso em: 16 dez. 2018.

NELSON, V. **Wind Energy**: renewable energy and the environment. Boca Raton: Taylor & Francis Group, 2009.

NATIONAL WIND TECHNOLOGY CENTER. **National Wind Technology Center's Information Portal**. Golden: National Renewable Energy Laboratory, 2012. Disponível em: <<http://wind.nrel.gov/airfoils/>>. Acesso em: 6 mar. 2017.

PARKIN, P.; HOLM, R.; MEDICI, D. The application of PIV to the wake of a wind turbine in yaw. **Proceedings of the 4th International Symposium on Particle Image Velocimetry**, Göttingen, Alemanha, 17 a 19 de setembro de 2001.

QIAN, G. -W.; ISHIHARA, T. A numerical study of wind turbine wake by large eddy simulation and proposal for a new analytical wake model. **Proceedings of the Offshore Wind Energy**, Londres, Reino Unido, 6 a 8 de junho de 2017.

QIAN, G. -W.; ISHIHARA, T. A new analytical wake model for yawed wind turbines. **Energies**, v. 11, n. 3, p. 1-24, 2018.

RUANO, C.; COIN, K.; ROLDAN, L. Wind turbine model for wind tunnel testing. **Technical Report of Spring 2012 Senior Design Project ME 473**, City College of New York, 2012.

SANDERSE, B. Aerodynamics of wind turbine wakes: literature review. **Energy Research Centre of Netherlands**, p. 1-46, 2009.

SEIM, F. **Validating kinematic wake models in complex terrain using CFD**. 2015. 58 f. Dissertação (Master Thesis) – Department of Ecology and Natural Resource Management/Faculty of Environmental Science and Technology, Norwegian University of Life Sciences, Oslo.

TANGLER, J. L.; SOMERS, D. M. NREL airfoil families for HAWTs. **Technical Report TP-442-7109 UC Category 1211**, National Renewable Energy Laboratory, p. 1-10, 1995. Disponível em: <https://wind.nrel.gov/airfoils/Documents/NREL%20Airfoil%20Families%20for%20HAWTs_OCR.pdf>. Acesso em: 10 ago. 2017.

TIMMER, W. A.; VAN ROOIJ, R. P. J. O. M. Summary of the Delft University wind turbine dedicated airfoils. **Technical Report AIAA-2003-0352**, Delft University Wind Energy Research Institute, Faculty of Civil Engineering and Geosciences, Delft, 2003. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/239402723_Summary_of_the_Delft_University_Wind_Turbine_Dedicated_Airfoils>. Acesso em: 10 ago. 2017.

VERMEER, L. J.; SØRENSEN, J. N.; CRESPO, A. Wind turbine wake aerodynamics. **Progress in Aerospace Sciences**, v. 39, n. 6-7, p. 467-510, 2003.

WITTWER, A. R. **Simulação do vento atmosférico e dos processos de dispersão de poluentes em túnel de vento**. 2006. 209 f. Tese (Doutorado em Engenharia) – Programa de Pós-graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS), Porto Alegre.

WITTWER, A. R.; DORADO, R.; DEGRAZIA, G. A.; LOREDO-SOUZA, A. M.; BODMANN, B. Escoamento na esteira de turbinas eólicas: análise espectral da turbulência mediante testes em túnel de vento. In: WORKSHOP BRASILEIRO DE MICROMETEOROLOGIA, 9, 2015, Santa Maria. **Anais...** Santa Maria, 2015.

WOODCROFT, B. **Tradução do grego da obra Pneumatics, de Hero da Alexandria**. Londres: Taylor Walton and Maberly, 1851. Disponível em <<http://www.history.rochester.edu/steam/hero/>>. Acesso em: 22 mar. 2017.

ZHANG, W.; MARKFORT, C. D.; PORTÉ-AGEL, F. Wind-turbine wakes in a convective boundary layer: a wind-tunnel study. **Boundary-Layer Metereology**, v. 146, n. 2, p. 161-179, 2013.