

Universidade de São Paulo
Escola Politécnica
Departamento de Engenharia Química

Carolina Maname Taira

Estudo dos efeitos da interferência de esteiras na produção de
energia eólica por meio de ensaios em túnel de vento

Trabalho de Conclusão de Curso apre-
sentada à Escola Politécnica da Univer-
sidade de São Paulo como requisito par-
cial para Graduação no Curso de Enge-
nharia Química

São Paulo - SP

06/12/2019

Carolina Maname Taira

Estudo dos efeitos da interferência de esteiras na produção de energia eólica por meio de ensaios em túnel de vento

Trabalho de Conclusão de Curso apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo como requisito parcial para Graduação no Curso de Engenharia Química

Orientadores:

Prof. Dr. Bruno Souza Carmo

Prof. Dr. Gustavo Roque da Silva Assi

São Paulo - SP

06/12/2019

Resumo

O estudo da geração de energia eólica deve considerar fatores como o efeito de esteira, que gera uma queda na velocidade do vento, além do aumento de turbulência. Esse efeito é gerado pela passagem do ar pela turbina, dessa forma, as turbinas a jusante do fluxo de vento são afetadas. A esteira não apenas gera esforços adicionais na estrutura, como também provoca uma redução na eficiência na produção de energia. Assim esse projeto busca estudar o efeito de esteira para um conjunto de modelos de turbinas, analisando o efeito do *layout* do arranjo de turbinas nos esforços sofridos pelo modelo, bem como a potência gerada.

Neste relatório são descritos os testes preliminares com um modelo de turbina, projetado e fabricado anteriormente por alunas da graduação no túnel de vento do *IPT*. Verificou-se que o modelo gerou tensão pela rotação da hélice, validando-se assim seu funcionamento.

Em seguida, são descritos os testes realizados para a análise da turbulência na esteira aerodinâmica. São analisados dados obtidos por anemometria quente. Verifica-se um perfil de velocidades com uma velocidade menor para a turbina a jusante, além de um comportamento inesperado no centro da turbina a montante, um pico de velocidade próximo à velocidade do escoamento do túnel. Também verificou-se a distribuição de velocidade, identificando, como esperado, uma distribuição mais espalhada para as pontas das pás indicando maior turbulência.

Lista de Figuras

Figura 1.	Desenvolvimento da capacidade média de novas turbinas eólicas instaladas globalmente. [6]	1
Figura 2.	Evolução da capacidade instalada e o crescimento da fonte eólica no Brasil. [2].	2
Figura 3.	Dez maiores capacidades eólica acumulada em 2018. [2].	2
Figura 4.	Esquema das regiões resultantes da interação da turbina com o fluxo de ar. [8]	4
Figura 5.	a) Esquema do <i>layout</i> da fazenda eólica e o ângulo (θ) da direção do vento. b) Simulação da média da energia, normalizada pela energia gerada pela primeira linha de turbinas. [8]	5
Figura 6.	Esquema do funcionamento de um tubo de Pitot. [7]	8
Figura 7.	Esquema do funcionamento de anemômetro de fio quente. [7]	8
Figura 8.	Configuração da Ponte de Wheatstone nas células de carga. [9].	9
Figura 9.	Projeto da Nacele com seus componentes internos. [9].	11
Figura 10.	Ensaio de um único modelo.	11
Figura 11.	Mapeamento da velocidade no túnel de vento.[9]	12
Figura 12.	Potência gerada no ensaio.[9]	13
Figura 13.	Ensaio de esteira.	14
Figura 14.	Montagem do experimento.	15
Figura 15.	Esquerda superior, velocidade média pela posição para o modelo <i>upstream</i> , esquerda inferior, desvio padrão pela posição do modelo <i>upstream</i> . Direita superior, velocidade média pela posição para o modelo <i>downstream</i> , direita inferior, desvio padrão pela posição do modelo <i>downstream</i>	16
Figura 16.	Histograma da velocidade do ar nas posições -180, -150 e 0 para a turbina <i>upstream</i> das leitura na horizontal.	18
Figura 17.	Histograma da velocidade do ar nas posições -180, -150 e 0 para a turbina <i>downstream</i> das leitura na horizontal.	19
Figura 18.	Histograma da velocidade do ar nas posições -150 e 150 para a turbina <i>upstream</i> das leitura na horizontal.	22
Figura 19.	Histograma da velocidade do ar nas posições -150 e 150 para a turbina <i>downstream</i> das leitura na horizontal.	23
Figura 20.	Histograma da velocidade do ar nas posições -180 e 180 para a turbina <i>upstream</i> das leitura na horizontal.	24
Figura 21.	Histograma da velocidade do ar nas posições -180 e 180 para a turbina <i>downstream</i> das leitura na horizontal.	25

Figura 22.	Esquerda superior, velocidade média pela posição para o modelo <i>upstream</i> , esquerda inferior, desvio padrão pela posição do modelo <i>upstream</i> . Direita superior, velocidade média pela posição para o modelo <i>downstream</i> , direita inferior, desvio padrão pela posição do modelo <i>downstream</i>	28
Figura 23.	Histograma da velocidade do ar nas posições -150, 0 e 150 para a turbina <i>upstream</i> das leitura na vertical.	30
Figura 24.	Histograma da velocidade do ar nas posições -150, 0 e 150 para a turbina <i>downstream</i> das leitura na vertical.	31

Lista de Tabelas

Tabela 1.	Parâmetros para as condições de semelhança estabelecidos para o modelo, [9].	6
Tabela 2.	Parâmetros de projeto, de escoamento e de operação do modelo comparado com a turbina real, [9].	7
Tabela 3.	Comparação entre o modelo ensaiado e turbina real.[9]	13
Tabela 4.	Comparação da velocidade média com a moda das velocidades para o sentido horizontal, posição -180 na <i>upstream</i> e <i>downstream</i>	20
Tabela 5.	Comparação da velocidade média com a moda das velocidades para o sentido horizontal, posição -150 na <i>upstream</i> e <i>downstream</i>	20
Tabela 6.	Comparação da velocidade média com a moda das velocidades para o sentido horizontal, posição 0 na <i>upstream</i> e <i>downstream</i>	21
Tabela 7.	Comparação da velocidade média com a moda das velocidades para o sentido horizontal, nas posições 180 e -180 na <i>upstream</i>	26
Tabela 8.	Comparação da velocidade média com a moda das velocidades para o sentido horizontal, nas posições 180 e -180 na <i>downstream</i>	26
Tabela 9.	Comparação da velocidade média com a moda das velocidades para o sentido horizontal, nas posições 150 e -150 na <i>upstream</i>	26
Tabela 10.	Comparação da velocidade média com a moda das velocidades para o sentido horizontal, nas posições 150 e -150 na <i>upstream</i>	27
Tabela 11.	Comparação da velocidade média com a moda das velocidades para o sentido vertical, posição -150 na <i>upstream</i> e <i>downstream</i>	32
Tabela 12.	Comparação da velocidade média com a moda das velocidades para o sentido vertical, posição 0 na <i>upstream</i> e <i>downstream</i>	32
Tabela 13.	Comparação da velocidade média com a moda das velocidades para o sentido vertical, posição 0 na <i>upstream</i> e <i>downstream</i>	33

Conteúdo

1	Introdução	1
1.1	Motivação	2
1.2	Objetivos	3
2	Revisão bibliográfica	4
2.1	Condições de semelhança	5
2.2	Instrumentos de medição	7
3	Desenvolvimento	10
3.1	Modelo	10
3.2	Ensaio com um modelo	11
3.3	Ensaio com dois modelos	14
3.3.1	Sentido Horizontal	15
3.3.2	Sentido Vertical	27
4	Conclusões	34

1 Introdução

A força dos ventos é utilizada pela humanidade desde o Antigo Egito, por volta de 5.000 antes de Cristo, para dar propulsão às embarcações. Outra maneira que se encontrou para utilizar a força dos ventos foi na moenda de grãos na Holanda na época pré-industrial [4].

O início da energia eólica moderna, que converte a energia dos ventos em energia elétrica, ocorreu devido às crises de petróleo nos anos de 1970. Isso impulsionou o interesse no desenvolvimento de energias alternativas para gerar eletricidade, no entanto, os projetos pioneiros de turbinas geravam apenas 10-20kW de potência. Nos anos de 1980, com o *wind rush* da Califórnia, as turbinas desenvolvidas poderiam gerar até 100kW de potência [6].

Nos anos de 1990 e 2000, com o aumento da preocupação em questões ambientais, os incentivos para o uso de energia renovável ajudaram a dar outro impulso para a geração de energia eólica, gerando redução nos custos de produção e aumentando a capacidade de geração de energia das turbinas. Esse aumento pode ser observado na Figura 1.

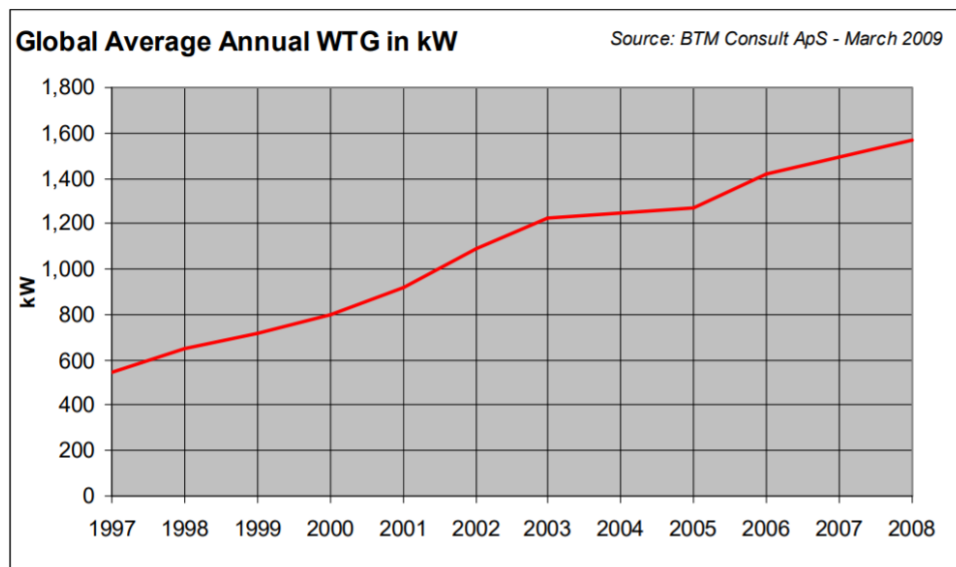


Figura 1: Desenvolvimento da capacidade média de novas turbinas eólicas instaladas globalmente. [6]

Este crescimento tende a continuar nos próximos anos. Espera-se que, em 2020, cerca de 12% energia gerada no mundo será proveniente da energia dos ventos, isso porque essa energia tem se tornado mais atrativa. Um dos motivos é o desenvolvimento tecnológico que tem reduzido os custos de produção e melhorado o desempenho e confiabilidade dos equipamentos. [1]

1.1 Motivação

O crescimento da capacidade eólica também pode ser observado no Brasil. Apenas no ano de 2018, 75 novos parques eólicos foram instalados. Esse crescimento pode ser observado na Figura 2, que apresenta a evolução da capacidade instalada no Brasil.

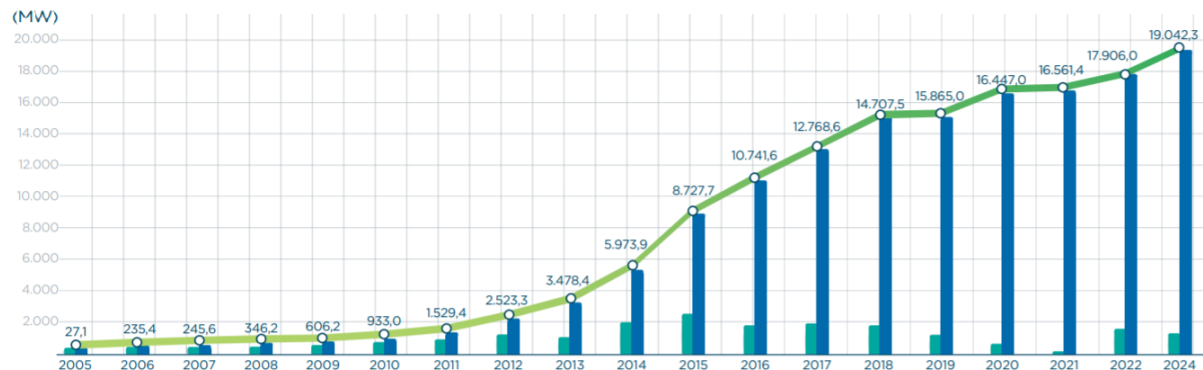


Figura 2: Evolução da capacidade instalada e o crescimento da fonte eólica no Brasil. [2].

Além disso, apesar do início da produção desse modalidade de energia ter sido tardia, quando comparada com os Estados Unidos por exemplo, o Brasil já ocupa o oitavo lugar na capacidade eólica instalada como mostra a Figura 3.

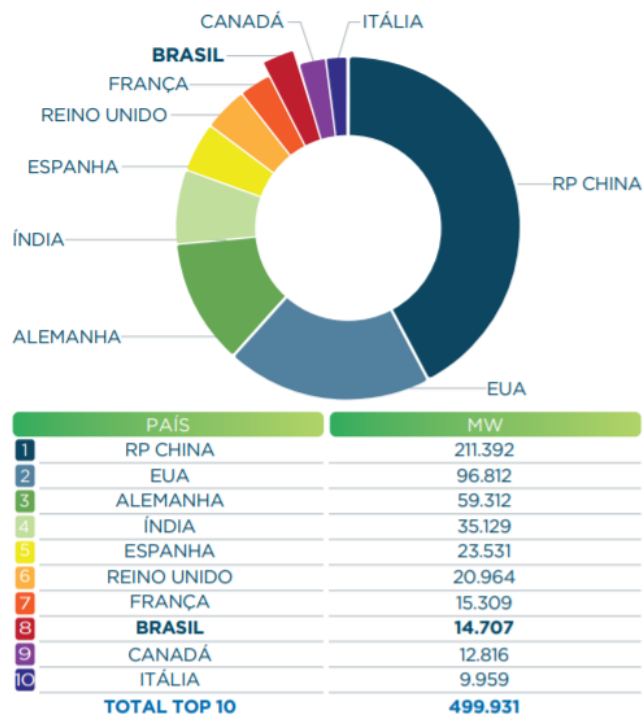


Figura 3: Dez maiores capacidades eólicas acumuladas em 2018. [2].

Alguns fatores que tornam essa energia tão atrativa, além dos avanços tecnológicos já mencionados, é que, além de ser uma fonte renovável, ela gera um o baixo impacto ambiental, não emitindo CO_2 . Outro fator é a redução da necessidade da construção de grandes reservatórios e o risco gerado pela sazonalidade hídrica, quando comparada com hidrelétricas.

Além disso, os impactos negativos das fazendas eólicas são principalmente os sonoros, visuais e de interferência. O primeiro ocorre devido ao ruído dos rotores. Os impactos visuais ocorrem devido ao agrupamentos das torres em arranjos da instalação em parques eólicos, no entanto, esse impacto tende a atrair turistas movimentando a economia local, como por exemplo em Parque Eólico de Osório no Rio Grande do Sul [1, 5]. Finalmente, os impactos de interferência pode gerar perturbações em sistemas de transmissão eletromagnéticas como rádios e televisão. Também pode ocorrer interferência nas rotas de aves.

1.2 Objetivos

Considerando o constante crescimento e as vantagens da energia eólica, há margem para estudos voltados para melhorar a eficiência na produção dessa energia. No entanto, ainda são poucos na literatura estudos experimentais do efeito de interferência de esteira. Assim nesse trabalho propõe-se continuar os testes iniciados por alunas da graduação como projeto de conclusão de curso para preencher esta lacuna através de testes em modelos reduzidos.

2 Revisão bibliográfica

A turbulência do fluxo de ar é afetada tanto antes da turbina, *upwind*, quanto depois, *downwind*. A região antes da turbina afetada pela presença da turbina é chamada de região de indução. A região *downwind* é chamada de região de esteira, que é dividida em próxima, imediatamente após a turbina, e distante. A Figura 4 mostra um esquema dessas regiões de interação. Nas fazendas eólicas é sabido que o efeito de esteira promove grande perda de energia, devido à redução da velocidade do vento, além de aumentar os esforços de fadiga, o que está relacionado aos custos de manutenção [8].

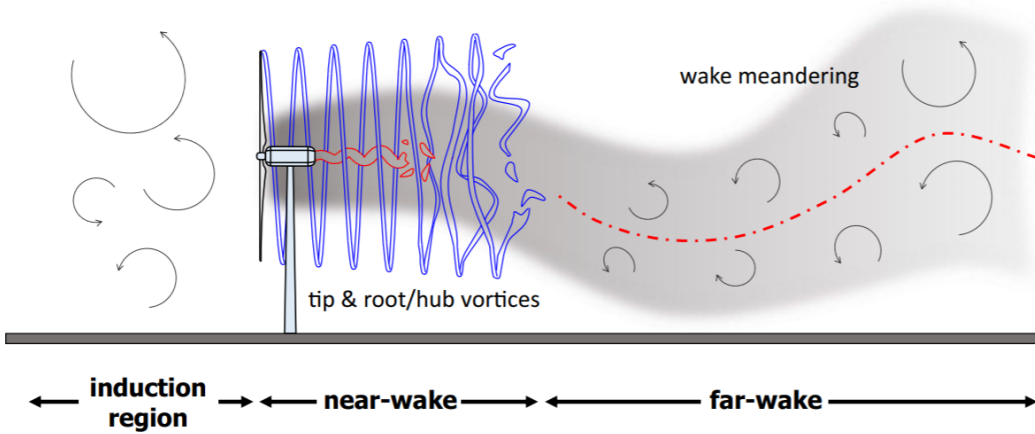


Figura 4: Esquema das regiões resultantes da interação da turbina com o fluxo de ar. [8]

A região de esteira próxima possui comprimento de aproximadamente 2 a 4 diâmetros do rotor. Por estar próxima da turbina, essa região sofre maior influência das características da turbina, como o perfil da pá, geometria do *hub* e da nacele. Além disso, há a formação de vórtice gerado pelo efeito da ponta da pá [8].

Por outro lado, a região de esteira distante possui menor influência das características do rotor, sendo então uma região com características gerais, independentes da geometria da turbina. Essa região possui uma alta intensidade de turbulência, comparado com o fluxo de entrada, principalmente na região superior. Como em parques eólicos as turbinas ficam em um espaçamento entre 3 e 10 rotores de distância, as turbinas costumam operar na região de esteira distante, dessa forma, o efeito de esteira distante tem atraído a atenção para o estudos em campo, além de estudos em laboratórios e simulações numéricas [8].

O conjunto de turbinas e os efeitos da distribuição do fluxo no interior de parques eólicos, para certas direções de vento e layouts, também têm sido objeto de estudo. A alteração da direção do vento tem grande impacto na energia gerada

pelo parque eólico, como apresentado na Figura 5, um estudo de campo realizado na fazenda eólica de Horns Rev por Barthelmie et al. (2010) [8].

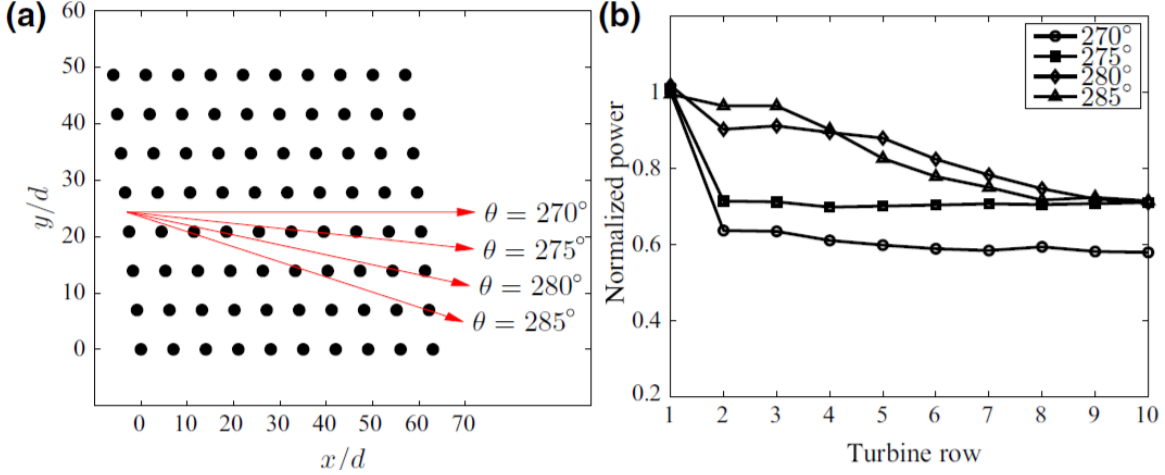


Figura 5: a) Esquema do *layout* da fazenda eólica e o ângulo (θ) da direção do vento. b) Simulação da média da energia, normalizada pela energia gerada pela primeira linha de turbinas. [8]

Ademais, o *layout* tem grande influência no desenvolvimento do fluxo no interior do parque eólico, consequentemente influenciando a eficiência das turbinas na geração de energia. Comparando-se as configurações *alinhada* e *escalonada*, pode-se dizer que, na última, o efeito de esteira gerado pelas turbinas é menor. Isso porque as turbinas, nessa configuração, possuem uma distância efetiva maior [8].

2.1 Condições de semelhança

Para que se possa fazer uma comparação de dados de um modelo em menor escala com o de uma turbina real é necessário estabelecer relações de semelhanças. Assim, para o modelo desenvolvido por Skusa e Campos [9], foram determinadas três principais condições de semelhança: semelhança geométrica, semelhança cinemática e semelhança dinâmica [9, 7].

1. Semelhança Geométrica

Impõe uma proporcionalidade entre as dimensões do modelo em escala reduzida e as do protótipo, por meio do fator de escala de comprimento (FE), Equação 1, que deve ser constante em cada seção. Ademais, os ângulos entre as arestas devem se manter os mesmos.

$$FE = \frac{L_P}{L_m} = \text{constante} \quad (1)$$

Onde:

L_P : Comprimento do protótipo;

L_m : Comprimento do modelo reduzido.

2. Semelhança Cinemática

Impõe característica de turbulência e de distribuição de velocidade média semelhantes no escoamento do modelo e do protótipo. A semelhança cinemática é satisfeita quando o parâmetro de velocidade de ponta de pá (TSR), Equação 2, do modelo é igual ao TSR do protótipo.

$$TSR = \frac{\Omega R}{U_{cubo}} \quad (2)$$

Onde:

Ω : velocidade angular do rotor;

R : Raio do rotor do modelo;

U_{cubo} : Velocidade do escoamento incidente na altura do *hub*.

3. Semelhança Dinâmica

Impõe a relação entre as forças de inércia e de viscosidade, esta última tem grande influência na eficiência do modelo. Uma vez que ocorre a predominância de forças de viscosidade, gerada por um regime de escoamento de baixa turbulência, a eficiência do rotor é reduzida. Assim, o número de Reynolds, Equação 3, deve ser o mesmo para o modelo e para o protótipo.

$$Re = \frac{UL}{\nu} \quad (3)$$

Onde:

U : velocidade do escoamento;

L : Diâmetro do rotor;

ν : viscosidade cinemática.

Dessa forma, para o modelo de turbina proposto por Skusa e Campos [9], escolheu-se como referência a turbina de 2MW de potência da General Eletric, mesmo modelo empregada no parque eólico Araripe III. Assim, os parâmetros para as condições de semelhança estabelecidos são apresentados na Tabela 1.

Parâmetros de semelhança	
FE	386,7
TSR	4,5
Re	$>10^5$

Tabela 1: Parâmetros para as condições de semelhança estabelecidos para o modelo, [9].

O valor de TSR foi calculado considerando a velocidade de rotação da turbina real, o diâmetro de seu rotor e a velocidade típica do vento no parque eólico de Araripe III, que deveria ser de 6. No entanto, devido a problemas de controle de rotação do motor (gerador) no modelo, que apresenta uma alta rotação, adotou-se uma velocidade angular da turbina real menor do que a adotada no caso anterior, chegando ao valor de TSR de 4,5.

O número de Reynolds foi estabelecido para o modelo por Skusa e Campos [9] com base em um estudo realizado por Chamorro e Porté-Agel [3], concluindo que, para Números de Reynolds maiores que $9,3 \times 10^4$, parâmetros como velocidade média, intensidade de turbulência e tensões de cisalhamento no ar tornam-se independentes de Re .

Dessa forma, também estabeleceram-se outros parâmetros para o projeto do modelo de turbina, como o diâmetro do rotor e o comprimento da haste, e para as condições do escoamento do ar, como a velocidade do vento, bem como para parâmetros de operação, como a velocidade de rotação do rotor. Esses valores são apresentados na Tabela 2.

Parâmetros	Turbina GE (Real)	Modelo
Diâmetro do rotor [m]	116	0,3
Comprimento da haste [m]	94	0,24
Rotação [Hz]	0,1	25,8
Velocidade do vento [m/s]	8	5,3

Tabela 2: Parâmetros de projeto, de escoamento e de operação do modelo comparado com a turbina real, [9].

2.2 Instrumentos de medição

Para a medição da velocidade do vento, foram utilizados dois instrumentos diferentes, o tubo de Pitot e o anemômetro de fio quente.

O tubo de Pitot é um instrumento que mede a velocidade do escoamento baseado na diferença de pressão em um ponto do fluido entre a pressão estática, obtida em furos laterais do instrumento, e a pressão total, obtida na região de estagnação do instrumento, como ilustrado no esquema da Figura 6.[9] [7]

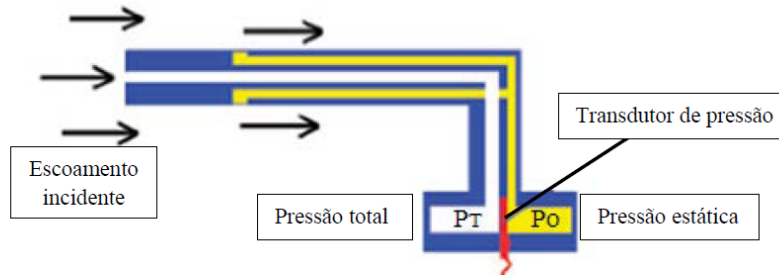


Figura 6: Esquema do funcionamento de um tubo de Pitot. [7]

O tubo de Pitot foi usado para se obter a velocidade do escoamento no túnel de vento durante os experimentos e para se realizar a calibração do anemômetro entre as medições de velocidade na esteira dos modelos.

O anemômetro de fio quente é um instrumento composto por um sensor, um pequeno fio de tungstênio, com cerca de $5\mu m$ de diâmetro e entre 1-3 mm de comprimento, aquecido eletricamente e um circuito elétrico, a Figura 7 demonstra o funcionamento de um anemômetro de fio quente. [7]

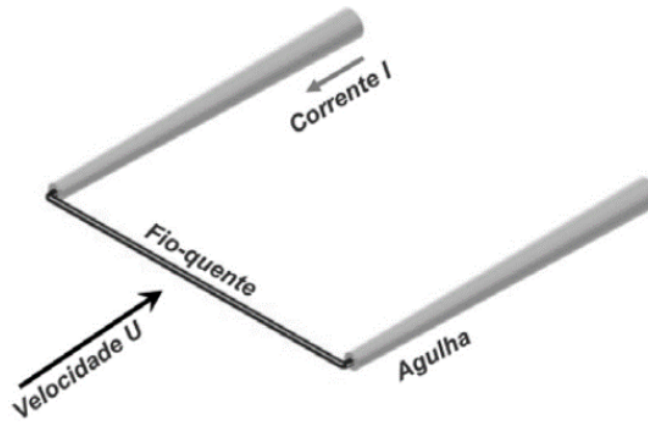


Figura 7: Esquema do funcionamento de anemômetro de fio quente. [7]

O fio quente fica exposto ao escoamento e deve manter a temperatura constante, devido ao funcionamento do circuito elétrico, assim é possível estabelecer uma relação entre a tensão para manter constante a temperatura do fio, devido a resistência, com a velocidade do escoamento.[7]

O dispositivo usado nos experimentos possui apenas um fio, permitindo a leitura de um componente do vetor de velocidade e uma frequência de leitura de 2000Hz que possibilita avaliar o comportamento turbulento da esteira aerodinâmica.

Para mensurar a carga de empuxo e de torção durante o ensaio foram utili-

zadas células de carga. Essas células foram produzidas em alumínio e são compostas por extensômetros elétricos de resistência tipo folha. As resistências são acopladas entre si formando uma ponte de Wheatstone, Figura 8. Dessa forma, o alongamento da peça gera uma alteração na resistência dos extensômetros, estabelecendo um sinal elétrico proporcional ao esforço sofrido.[9]

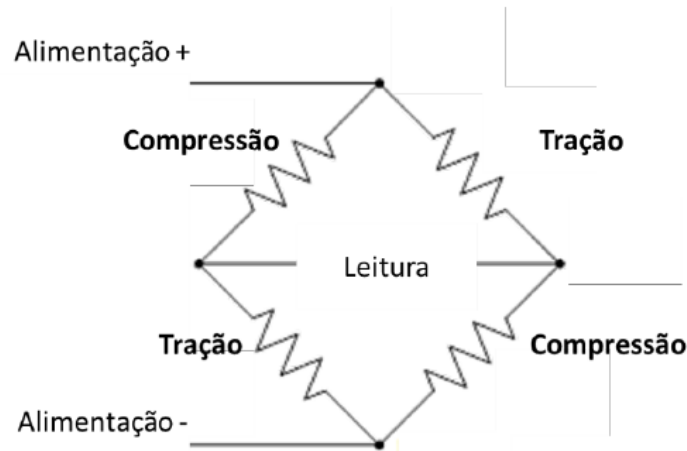


Figura 8: Configuração da Ponte de Wheatstone nas células de carga. [9].

3 Desenvolvimento

O projeto mecânico do modelo foi feito por alunas da graduação que guiaram o projeto, Skusa e Campos [9], que também já haviam feito dois modelos usados para os ensaios.

Os testes foram realizados no túnel de vento de camada limite do Instituto de Pesquisa Tecnológica (*IPT*) com turbulência, criada por blocos dispostos a montante do modelo. Foram realizados dois ensaios, o primeiro consistia em apenas um modelo isolado, verificando o funcionamento do modelo. O segundo consistia em dois modelos em linha, verificando o funcionamento dos modelos na esteira do outro.

3.1 Modelo

A geometria das pás tem papel fundamental na determinação da capacidade da turbina de aproveitar a energia do vento e das resultantes das forças de empuxo e de torção. Primeiramente a escolha do fólio foi feita comparando o coeficiente de potência desenvolvida por quatro diferentes modelos, indicados para baixos números de Reynolds. O modelo que apresentou melhores resultados foi o modelo NACA 6409. Em seguida foram dimensionados a distribuição de cordas, seguindo o método de design Glanert, e a distribuição de ângulos de torção a longo da pá, feito de modo iterativo de forma a otimizar o funcionamento do rotor.[9]

Decidiu-se por produzir as pás em resina com impressão 3D a fim de garantir que o modelo mantenha a geometria fiel à projetada. Em cada pá, foi impresso também um terço de seção circular com um furo, que quando acopladas, formam um rotor com um furo permitindo o encaixe do eixo da nacele com o conjunto de pás, essa montagem de três peças foi feita devido ao limite de capacidade da impressora disponível.[9]

A nacele foi projetada para conter um eixo de alumínio que une o rotor ao eixo de um micromotor acoplado a um encoder, que é conectado a duas células de carga. Todo esse conjunto é fixado na parede de sustentação, mantendo-o suspenso na estrutura como mostra a Figura 9. O micromotor escolhido foi um motor CC (FAULHABER 2232U006SR) que desempenha o papel de gerador.

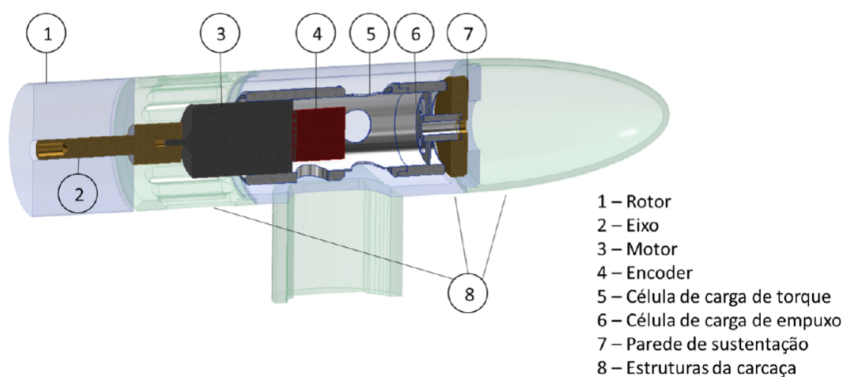


Figura 9: Projeto da Nacele com seus componentes internos. [9].

A estrutura externa da nacela e o *hub* foram produzidos por impressão 3D. A torre foi confeccionada em aço, com estrutura oca para possibilitar a passagem de cabos para aquisição de dados das células de carga e de tensão gerada durante o experimento.[9]

3.2 Ensaio com um modelo

No ensaio com um modelo posicionou-se o modelo no túnel como exibido na Figura 14, neste experimento buscou-se principalmente verificar o funcionamento do modelo e a potência produzida. A aquisição dos dados de tensão do motor e de esforços das células foi realizada em uma célula de aquisição da *National Instrument* NI-9219 com auxílio do programa *LabView*.

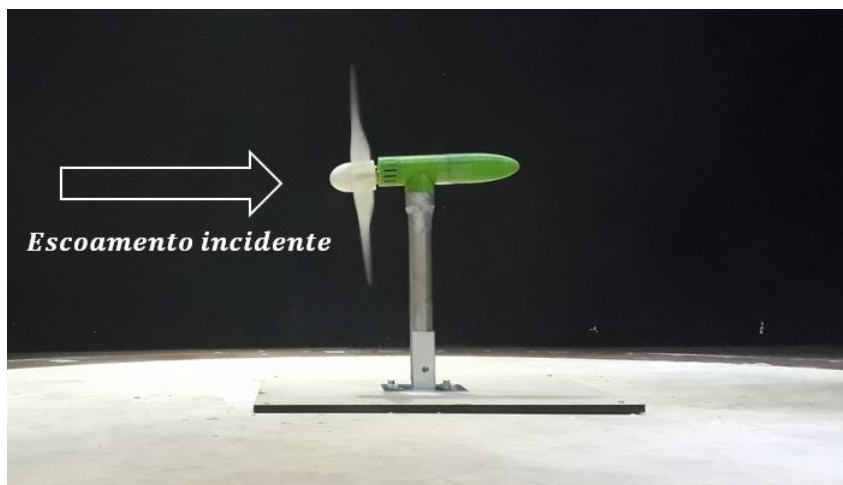


Figura 10: Ensaio de um único modelo.

O teste procedeu fixando uma velocidade de vento inicial, observando as

condições de semelhança cinemática além de aquiritar os dados das células de carga e da tensão gerada pelo gerador. Após a tomada de dados aumentava-se a velocidade do vento, repetindo o processo. Para se determinar a faixa de variação da velocidade do escoamento utilizou-se o mapeamento existente da velocidade pelas frequências de inversor através da medição do tubo de Pitot, essa relação é ilustrada na Figura 11. Assim, a faixa escolhida para a variação da velocidade foi a de 10 Hz e 25 Hz, respeitando velocidade de 8m/s determinada pelos parâmetros de semelhança, sendo as velocidades escolhidas para serem ensaiadas correspondentes às frequências de 10 Hz, 15 Hz e 20 Hz (3,6 m/s, 5,6m/s e 7,7m/s). A frequência de 25Hz gerou um problema na fixação da do rotor, não sendo possível realizar o ensaio.[9]

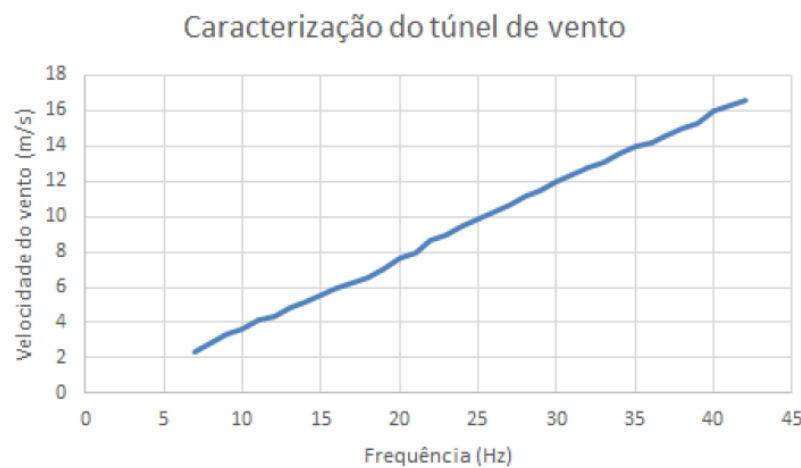


Figura 11: Mapeamento da velocidade no túnel de vento.[9]

Com os dados de tensão obtidos, foram feitos estudos da potência gerada. Skusa e Campos traçaram os gráfico de potência gerada pela turbina em função do tempo, Figura 12, observa-se os patamares formados devido à variação da velocidade do escoamento, o primeiro patamar corresponde à turbina estática, seguida da potência gerada pela operação nas velocidades estabelecidas em ordem crescente.

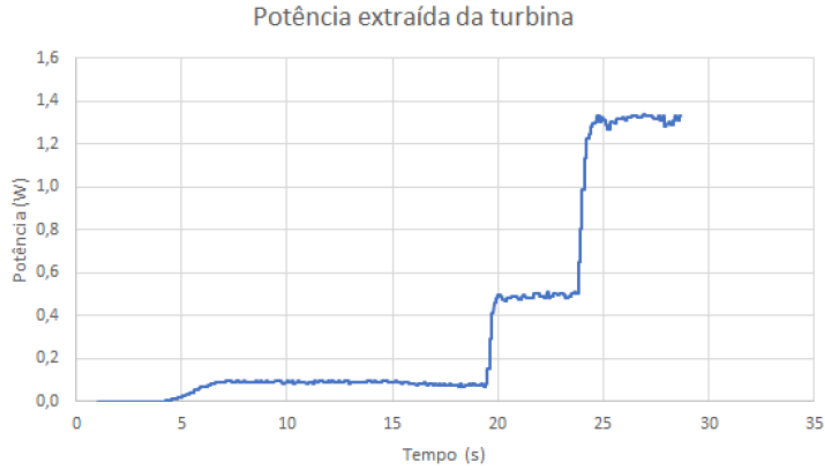


Figura 12: Potência gerada no ensaio.[9]

Observa-se uma geração de potência crescente com o aumento da velocidade. Além disso, é perceptível o aumento da oscilação no valor de potência para velocidades mais altas, reflexo da flutuação vista nas leituras de tensão que podem ter sido ocasionadas pela maior vibração do modelo à altas rotações.

Também foram feitas análises comparando, para cada velocidade, o coeficiente de potência do modelo, Tabela 3, muito abaixo do valor esperado de 45%.

Tabela 3: Comparação entre o modelo ensaiado e turbina real.[9]

Velocidade do vento (m/s)	Potência gerada (W)	Potência disponível (W)	C_p (%)
3,63	0,09	1,86	4,6
5,60	0,49	6,83	7,2
7,65	1,32	17,40	7,6

Essa redução pode ser devido às questões práticas, como a não idealidade dos experimentos e questões relacionadas com o modelo, como rugosidade das pás e da turbina. Outro fator que pode ter afetado foi o estabelecimento da velocidade de rotação do rotor, isso porque não foi possível fazer esse controle por dois motivos: a impossibilidade de verificar essa velocidade, devido a incompatibilidade da taxa de aquisição do *encoder* e da célula de aquisição, e devido ao modelo do motor. O controle da rotação deveria ser feito adicionando ou retirando resistências de um circuito ligado ao motor, adicionar resistência ao sistema, tende a aumentar a velocidade de rotação, em contrapartida, retirar resistência, tende diminuir a velocidade de rotação do rotor. No entanto, durante o ensaio não foi possível verificar uma redução da rotação do gerador mesmo com o circuito em curto. Dessa forma, não é possível afirmar que se atingiu o *TSR* desejado para o experimento.

3.3 Ensaio com dois modelos

Posicionando dois modelos idênticos em linha, a uma distância de três diâmetros da turbina, ou seja, 90 cm um do outro, como mostra a Figura 13, e utilizando um anemômetro de fio quente, foi possível estudar a esteira aerodinâmica.



Figura 13: Ensaio de esteira.

A velocidade do vento foi fixada em 7 m/s no túnel. Com o anemômetro de fio quente, foram medidas as velocidades na região posterior aos modelos em três diferentes distâncias, medidas em diâmetros da turbina, um diâmetro (1D), 30 cm, um diâmetro e meio (1,5D), 45 cm, e dois diâmetros de distância (2D), 60cm, como ilustrado na Figura 14. Além disso para cada distância posicionou-se o sensor em diferentes posições no túnel, medidos em mm a partir do *hub* da turbina. Esse processo foi realizado no sentido horizontal, eixo y, e vertical, eixo z.

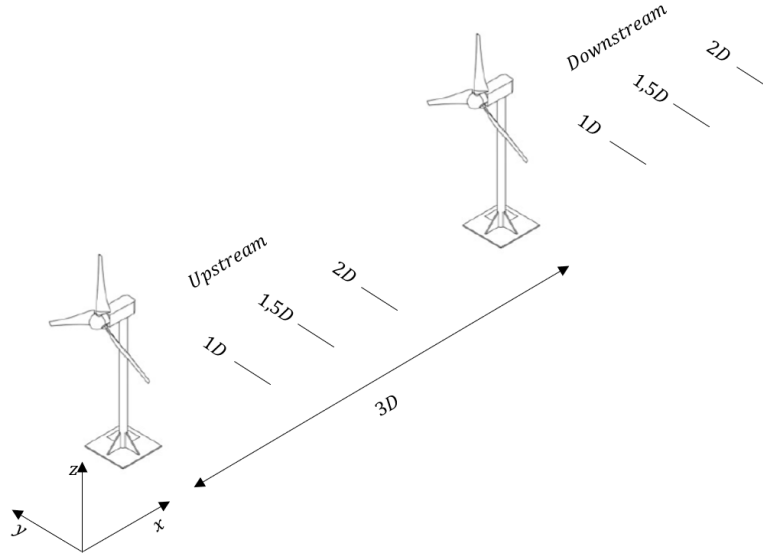


Figura 14: Montagem do experimento.

Os dados obtidos foram processados tomando a velocidade média para cada posição, Equação 4, assim como o desvio padrão, Equação 5.

$$\bar{U} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N U_i \quad (4)$$

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (U_i - \bar{U})^2} \quad (5)$$

Onde:

\bar{U} : é a velocidade média na posição;

N : é o número de amostra obtidas;

U_i : é a velocidade no instante i ;

σ : é o desvio padrão das amostras.

Para uma visão mais ampla do comportamento ao longo da esteira, optou-se por agrupar os gráficos como sentido de varredura do anemômetro na horizontal ou na vertical, contendo um gráfico para os dados de *upstream* e outro para os dados de *downstream*, e cada um contendo os dados para as três distância, 1D, 1,5D e 2D.

3.3.1 Sentido Horizontal

Iniciou-se a análise dos dados observando os perfis de velocidade de desvio padrão para o sentido de varredura na horizontal, como mostra a Figura 15

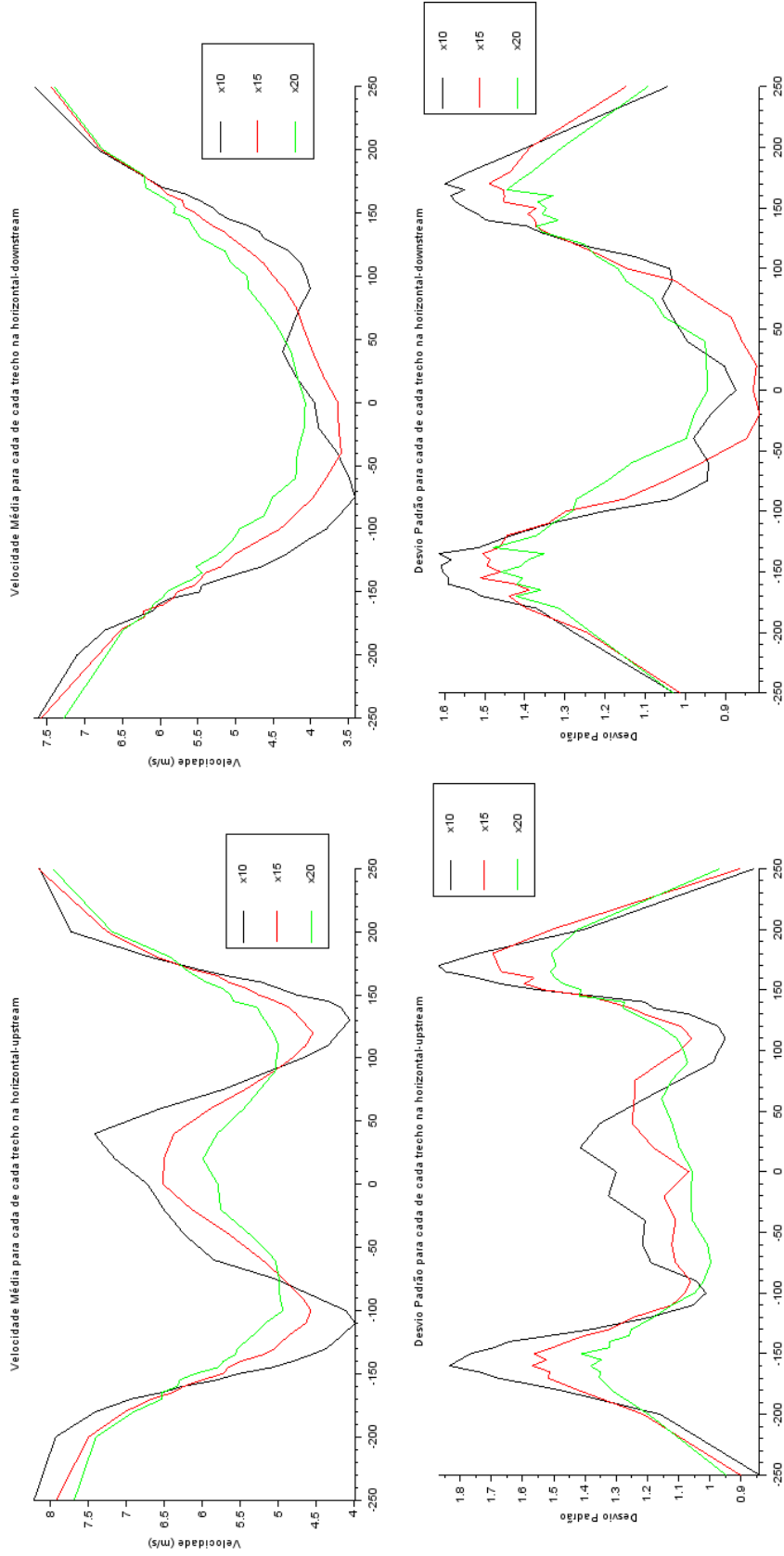


Figura 15: Esquerda superior, velocidade média pela posição para o modelo *upstream*, esquerda inferior, desvio padrão pela posição do modelo *upstream*. Direita superior, velocidade média pela posição para o modelo *downstream*, direita inferior, desvio padrão pela posição do modelo *downstream*.

Observa-se no gráfico um comportamento não esperado na região do centro da hélice a *upstream*, com um pico de velocidades, esperava-se um comportamento semelhante ao mostrado na mesma região do perfil *downstream*. Além disso, esperava-se que para a leitura mais próxima, 1D, uma maior perda de velocidade, e para a leitura mais distante, 2D, uma menor perda de velocidade, situação contrária a mostrada nos gráficos. Também é possível verificar uma simetria em relação ao centro da hélice, posição zero, tanto para a velocidade média quanto para o desvio padrão.

Os dois perfis de velocidade mostram um comportamento semelhante nas regiões próximas às pontas das pás, uma queda na velocidade média a partir da posição -150. No entanto, após a primeira turbina observa-se uma recuperação na velocidade na região do centro da hélice, comportamento não observado no perfil de velocidade da segunda turbina. Além disso, é possível observar que ocorre uma inversão de velocidades na região da ponta das pás, tanto para *upstream* quanto para *downstream* na velocidades médias, indicando que ocorre uma queda de velocidade maior nas proximidades da turbina, 1D, e uma queda menos acentuada para distancias maiores, 2D.

Nos gráficos de desvio padrão, também pode ser observado um comportamento simétrico em relação ao ponto zero. Tanto para o perfil a jusante quanto para o perfil a montante pode-se observar um pico do valor do desvio nas regiões próximas das pontas das pás, no entanto, apenas no modelo a jusante, após o pico observa-se um patamar nos valores de desvio.

Verificou-se a turbulência das esteiras de forma estatística, assim foram levantadas as curvas de distribuição das velocidades para verificar a variação e o espalhamento das velocidades em determinados pontos. Considerando o comportamento simétrico, foram levantadas as curvas de distribuição de velocidades para as posições -180, fora do raio da turbina, -150, ponta da pá da turbina, e 0, centro da turbina. Essas curvas são exibidas nas Figura 16 e Figura 17.

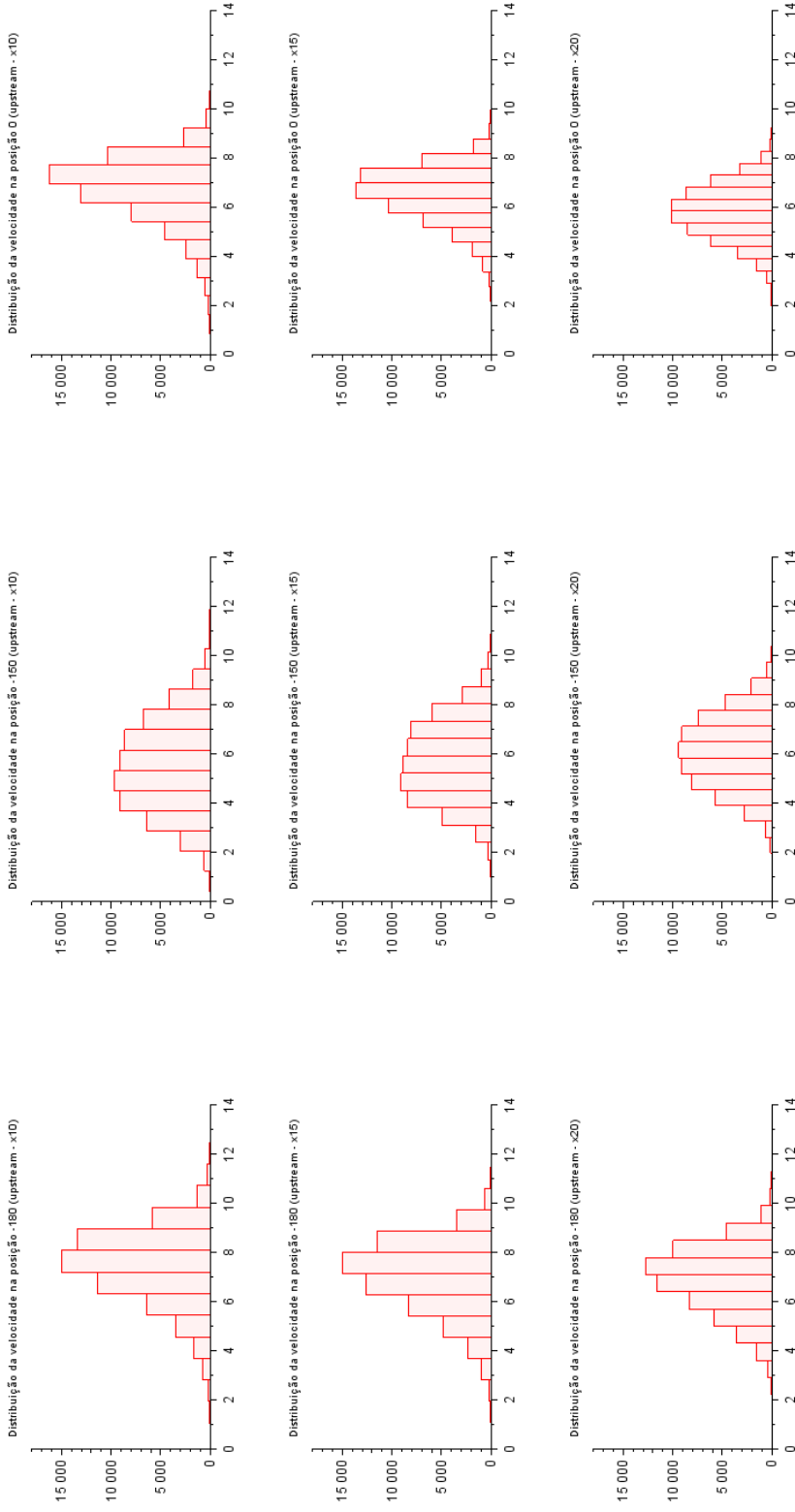


Figura 16: Histograma da velocidade do ar nas posições -180, -150 e 0 para a turbina *upstream* das leitura na horizontal.

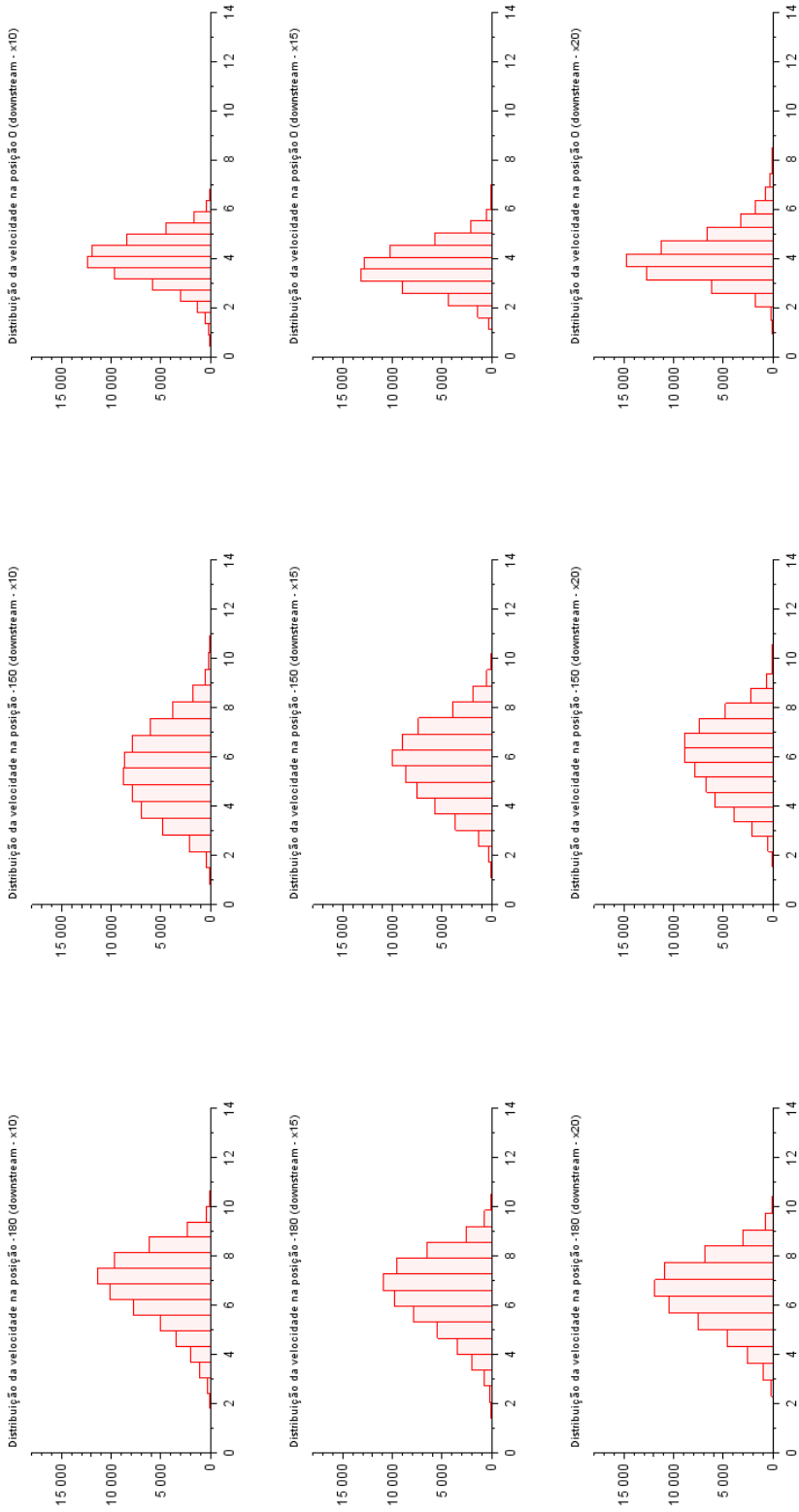


Figura 17: Histograma da velocidade do ar nas posições -180, -150 e 0 para a turbina *downstream* da leitura na horizontal.

Pode-se verificar uma distribuição mais espalhada na região das pontas das pás para os dois modelos, indicando uma variação maior das velocidades ao longo das medidas e uma maior turbulência nessa região. Além disso, para o centro das hélices, é possível observar uma distribuição mais estreita, e que, para *upstream*, o aumento da distância do modelo gera uma curva que tende a ter um maior espalhamento, indicando uma redução na turbulência, iniciando uma recuperação do escoamento.

Agrupando os dados de velocidade média, desvio padrão e moda das velocidades para essas posições obteve-se as Tabela 4, Tabela 5 e Tabela 6 para os dados a jusante. Pode-se observar que a velocidade média, em geral, apresenta um valor dentro do intervalo da moda, e que quando a velocidade média diverge do intervalo da moda, esse desvio sendo baixo, menor que o valor do desvio padrão da velocidade média.

Tabela 4: Comparação da velocidade média com a moda das velocidades para o sentido horizontal, posição -180 na *upstream* e *downstream*.

Distância	Upstream			Downstream		
	1D	1,5D	2D	1D	1,5D	2D
Velocidade Média (m/s)	7,40	7,01	6,90	6,72	6,52	6,49
Desvio Padrão	1,48	1,42	1,32	1,37	1,40	1,31
Intervalo da moda da velocidade (m/s)	7,20-8,08	7,14-8,00	7,10-7,80	6,86-7,49	6,61-7,26	6,35-7,03

Tabela 5: Comparação da velocidade média com a moda das velocidades para o sentido horizontal, posição -150 na *upstream* e *downstream*.

Distância	Upstream			Downstream		
	1D	1,5D	2D	1D	1,5D	2D
Velocidade Média (m/s)	7,40	7,01	6,90	6,72	6,52	6,49
Desvio Padrão	1,48	1,42	1,32	1,37	1,40	1,31
Intervalo da moda da velocidade (m/s)	7,20-8,08	7,14-8,00	7,10-7,80	6,86-7,49	6,61-7,26	6,35-7,03

Tabela 6: Comparação da velocidade média com a moda das velocidades para o sentido horizontal, posição 0 na *upstream* e *downstream*.

Distância	Upstream			Downstream		
	1D	1,5D	2D	1D	1,5D	2D
Velocidade Média (m/s)	6,72	6,51	5,79	3,95	3,64	4,07
Desvio Padrão	1,30	1,07	1,06	0,87	0,83	0,94
Intervalo da moda da velocidade (m/s)	6,94-7,70	6,37-6,97	5,84-6,32	3,63-4,09	3,07-3,56	3,65-4,19

Também foi analisado o comportamento simétrico observado em relação ao centro da hélice. Assim, foram gerados as curvas de distribuição em pontos simétricos, posições -180 e 180 e posições -150 e 150. Esses gráficos podem ser observados nas Figura 18, Figura 19, Figura 20 e Figura 20.

Para a distribuição nas posições -150 e 150 observa-se um leve estreitamento para a posição 150 em relação a -150. Esse comportamento pode ser melhor observado para o modelo a *upstream*. O contrário é visto na posição -180 e 180, onde se observa um estreitamento da curva de -180, em relação a curva 180, sendo mais evidente esse comportamento a *downstream*.

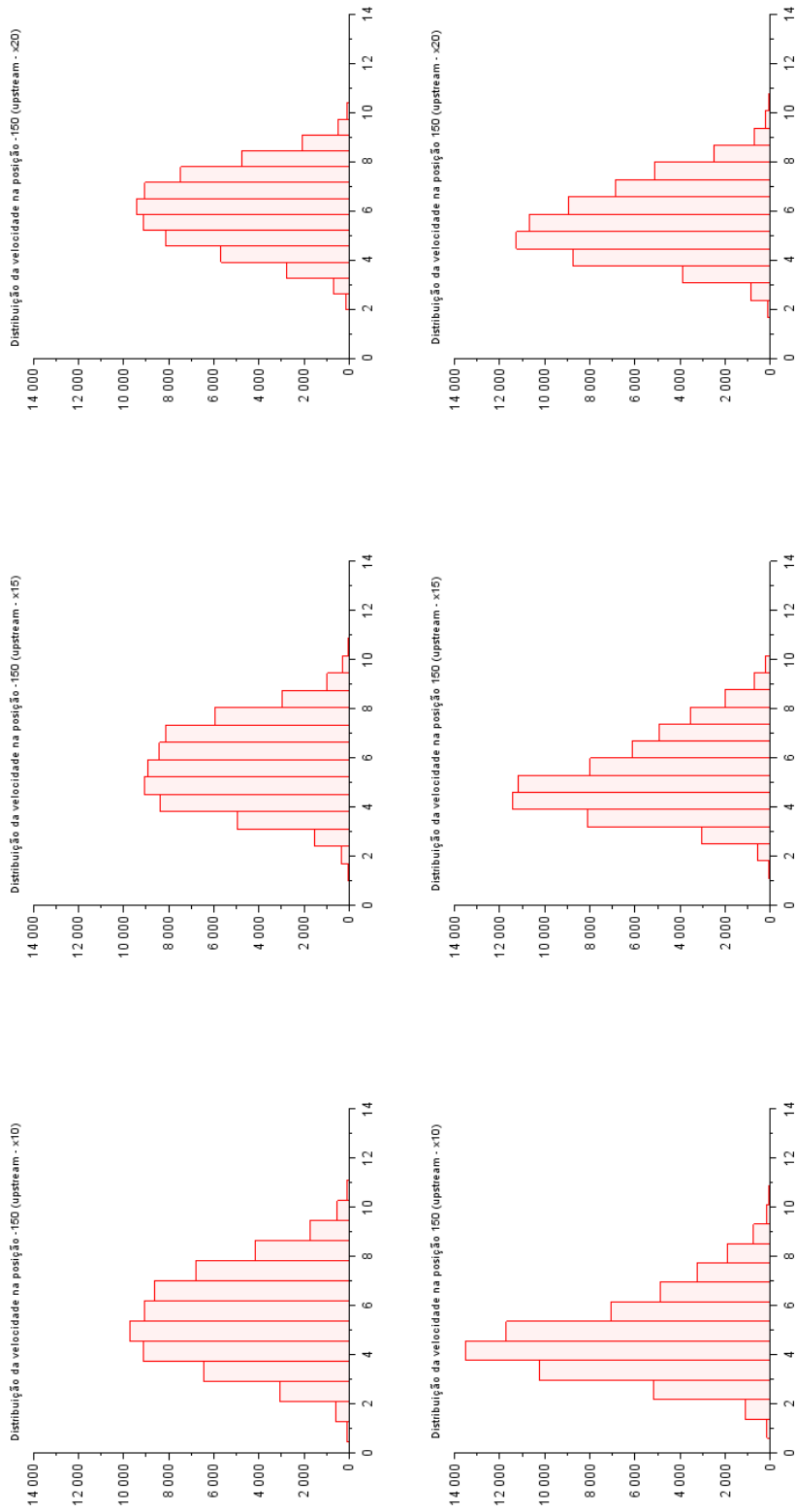


Figura 18: Histograma da velocidade do ar nas posições -150 e 150 para a turbina *upstream* das leitura na horizontal.

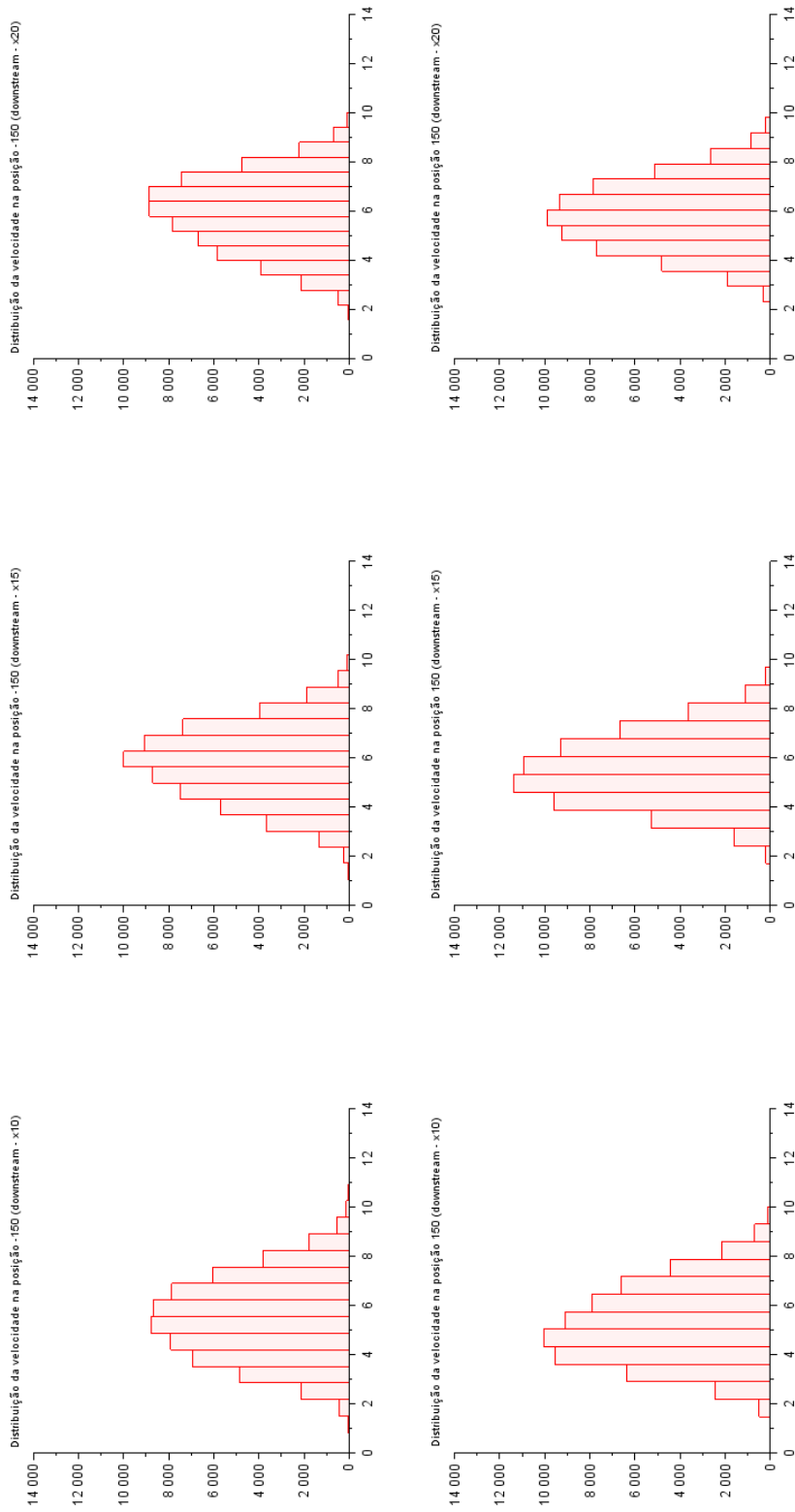


Figura 19: Histograma da velocidade do ar nas posições -150 e 150 para a turbina *downstream* das leituras na horizontal.

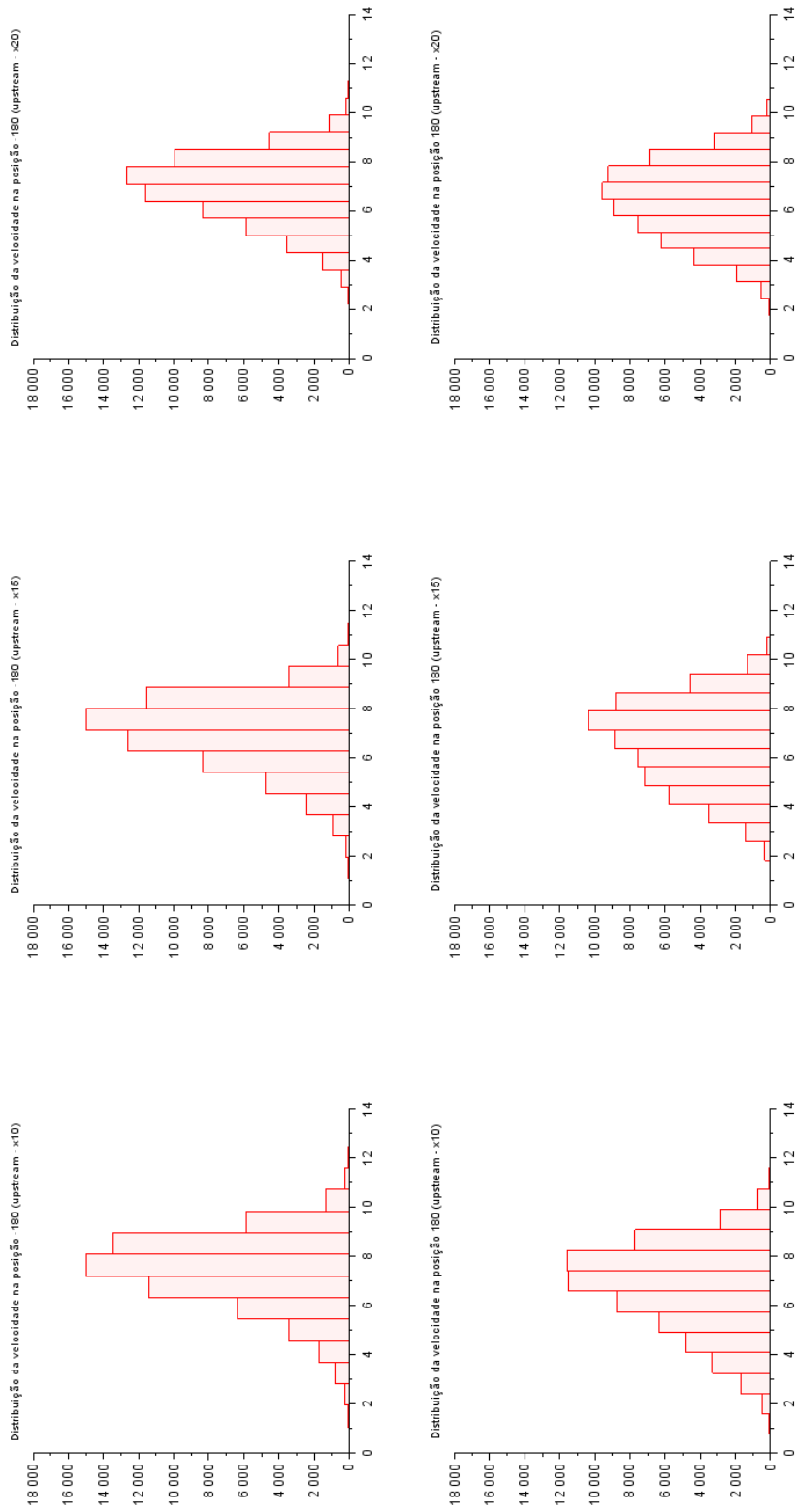


Figura 20: Histograma da velocidade do ar nas posições -180 e 180 para a turbina *upstream* das leitura na horizontal.

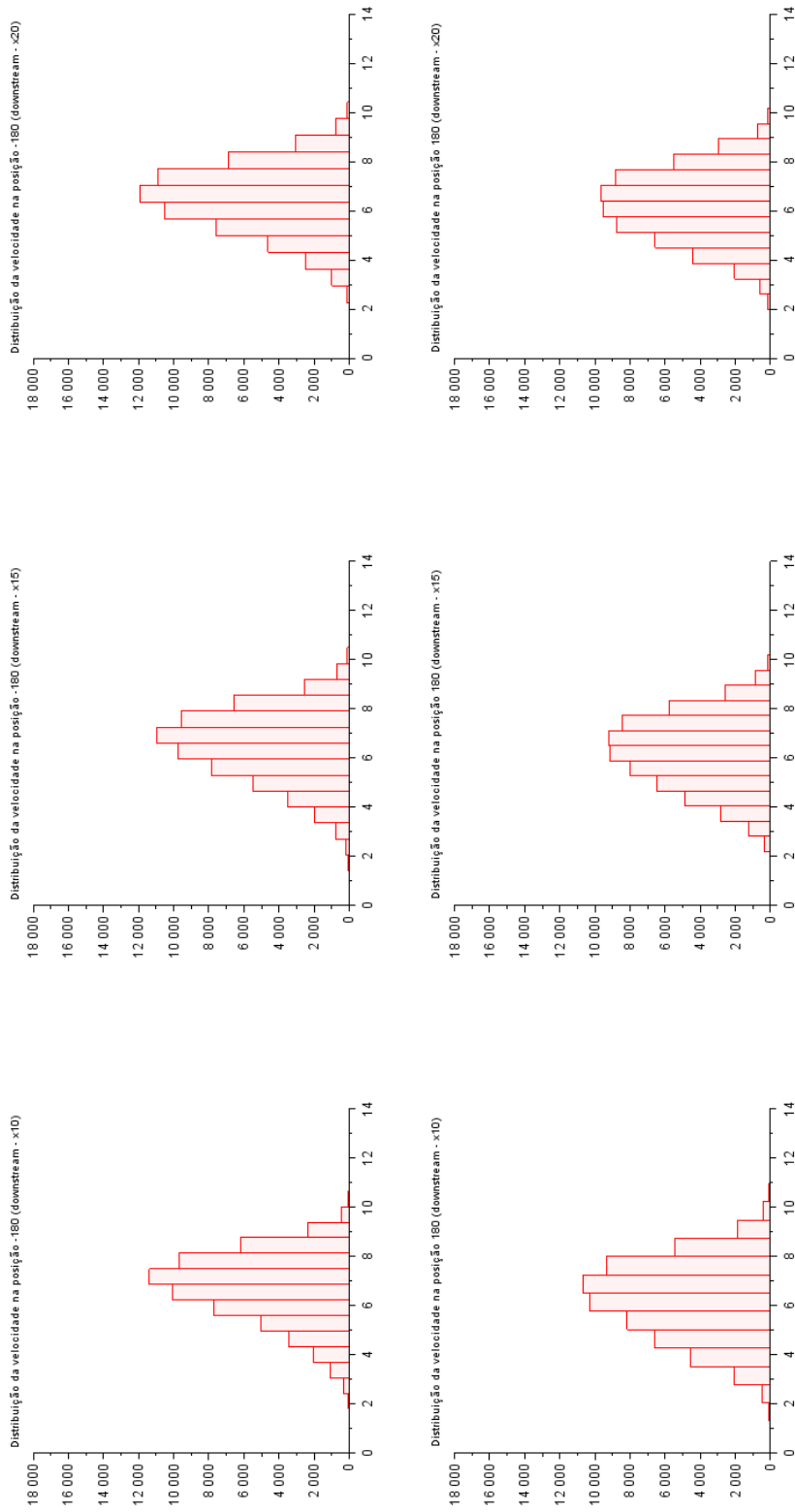


Figura 21: Histograma da velocidade do ar nas posições -180 e 180 para a turbina *downstream* das leitura na horizontal.

Agrupando os valores de velocidade média, desvio padrão e intervalo da moda para observar as diferenças encontradas nos pontos simétricos do escoamento, os dados são exibidos nas Tabela 7 e Tabela 8 para 180 e -180 e Tabela 9 e Tabela 10 para o par 150 e -150.

Tabela 7: Comparação da velocidade média com a moda das velocidades para o sentido horizontal, nas posições 180 e -180 na *upstream*

Distância	180			-180		
	1D	1,5D	2D	1D	1,5D	2D
Velocidade Média (m/s)	6,69	6,60	6,42	7,40	7,01	6,90
Desvio Padrão	1,74	1,70	1,51	1,48	1,42	1,32
Intervalo da moda da velocidade (m/s)	7,42-8,25	7,16-7,91	6,48-7,16	7,20-8,08	7,14-8,00	7,10-7,80

Tabela 8: Comparação da velocidade média com a moda das velocidades para o sentido horizontal, nas posições 180 e -180 na *downstream*

Distância	180			-180		
	1D	1,5D	2D	1D	1,5D	2D
Velocidade Média (m/s)	6,25	6,24	6,22	6,72	6,52	6,49
Desvio Padrão	1,54	1,44	1,38	1,37	1,40	1,31
Intervalo da moda da velocidade (m/s)	6,50-7,25	6,51-7,12	6,39-7,03	6,86-7,49	6,61-7,26	6,35-7,03

Tabela 9: Comparação da velocidade média com a moda das velocidades para o sentido horizontal, nas posições 150 e -150 na *upstream*

Distância	150			-150		
	1D	1,5D	2D	1D	1,5D	2D
Velocidade Média (m/s)	4,76	5,26	5,62	5,47	5,77	5,91
Desvio Padrão	1,55	1,53	1,41	1,60	1,46	1,46
Intervalo da moda da velocidade (m/s)	3,77-4,56	3,91-4,60	4,46-5,16	4,87-5,54	5,64-6,29	6,38-6,98

Tabela 10: Comparação da velocidade média com a moda das velocidades para o sentido horizontal, nas posições 150 e -150 na *upstream*

Distância	150			-150		
	1D	1,5D	2D	1D	1,5D	2D
Velocidade Média (m/s)	5,23	5,53	5,82	5,47	5,77	5,91
Desvio Padrão	1,55	1,37	1,35	1,60	1,46	1,46
Intervalo da moda da velocidade (m/s)	4,32-5,03	4,61-5,34	5,41-6,04	4,87-5,54	5,64-6,29	6,38-6,98

É possível perceber um aumento no valor das médias nas posições negativas, Esse comportamento fica mais evidente quando observados os dados, para as duas posições, a *upstream*. Isso indica que o escoamento observado não é tão simétrico se esperava, observando alguns desvios. Uma hipótese para esse comportamento pode ser devido a alguma característica do túnel de vento, no entanto, não é possível verificar o comportamento do túnel de vento pois durante o experimento não foi feita a varredura na horizontal do túnel sem o modelo. Outra razão para os desvios é devido ao posicionamento dos modelos, que foi feito de forma visual, podendo assim ter um certo desalinhamento em relação ao fluxo incidente de vento.

3.3.2 Sentido Vertical

Para a análise dos dados obtidos na varredura do sentido vertical, procedeu-se da mesma forma, primeiramente fez-se a análise das médias das velocidades por posição de leitura do anemômetro no túnel de vento, assim como a análise dos desvios padrão, como observado na Figura 22.

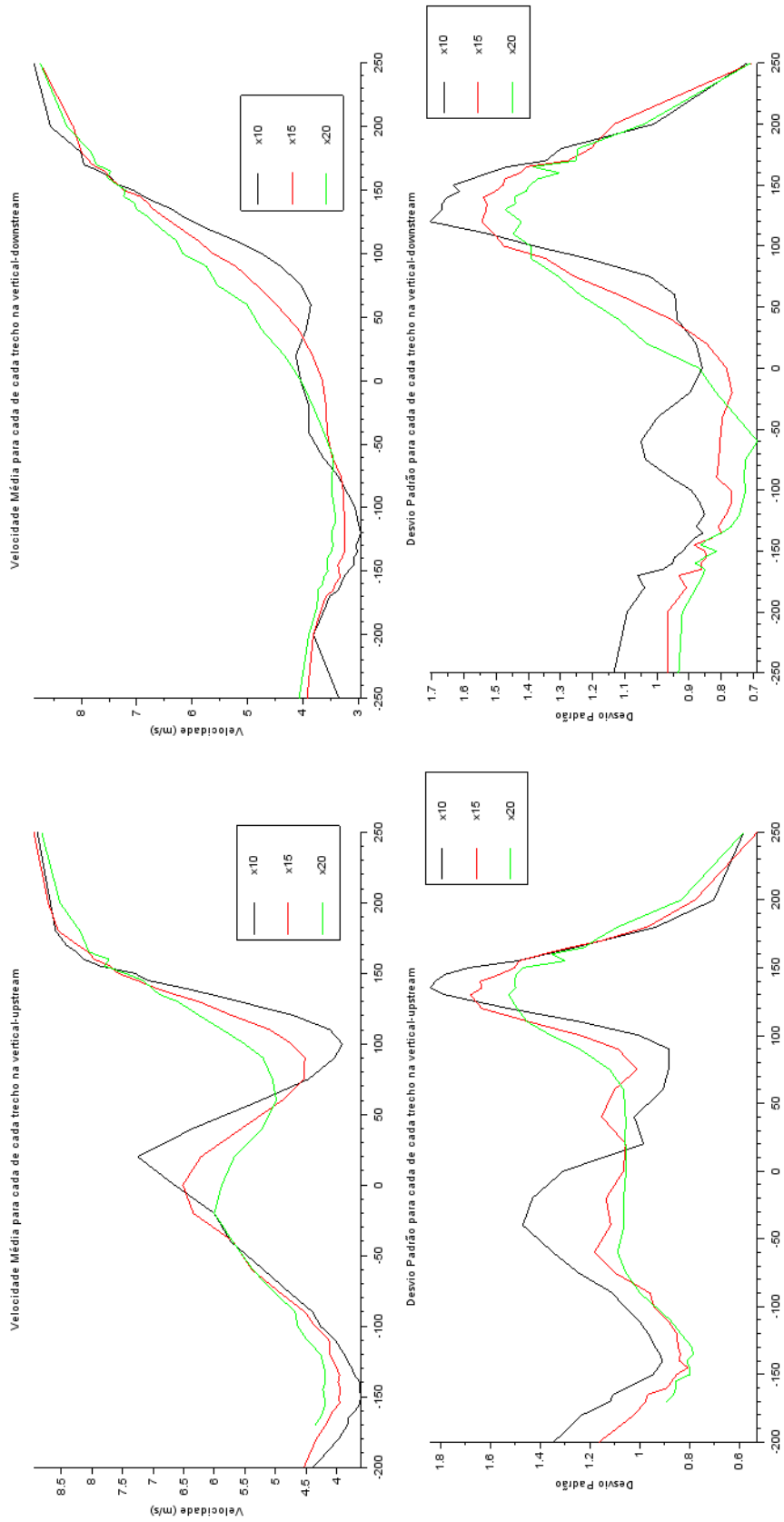


Figura 22: Esquerda superior, velocidade média pela posição para o modelo *upstream*, esquerda inferior, desvio padrão pela posição do modelo *upstream*. Direita superior, velocidade média pela posição para o modelo *downstream*, direita inferior, desvio padrão pela posição do modelo *downstream*.

Pode-se verificar que, diferente do perfil horizontal, no sentido vertical não ocorre simetria em torno da posição zero, centro da hélice. Na região abaixo do *hub* verifica-se, para os dois modelos, velocidades mais baixas, quando comparado com os dados acima do *hub*. Isso ocorre devido a interferência da haste do modelo, que gera uma esteira.

A interferência da haste também reflete no desvio padrão, em ambas as turbinas, para a região das pontas das pás superior, posição 150, verificou-se os maiores valores de desvio padrão, em acordo com o visto para as leituras na horizontal, indicando maior variação da velocidades. No entanto, para a região das pontas das pás inferior, o desvio padrão é menor. Novamente, é possível observar o comportamento na região central para *upstream*, com um pico de velocidades, resultado não observado para *downstream*.

Também foram levantadas as curvas de distribuição das velocidades para pontos específicos, Figura 16 e Figura 17. Para o sentido vertical escolheu-se as posições -150, ponta das pás inferior, 0, centro da hélice, e 150, ponta das pás superior.

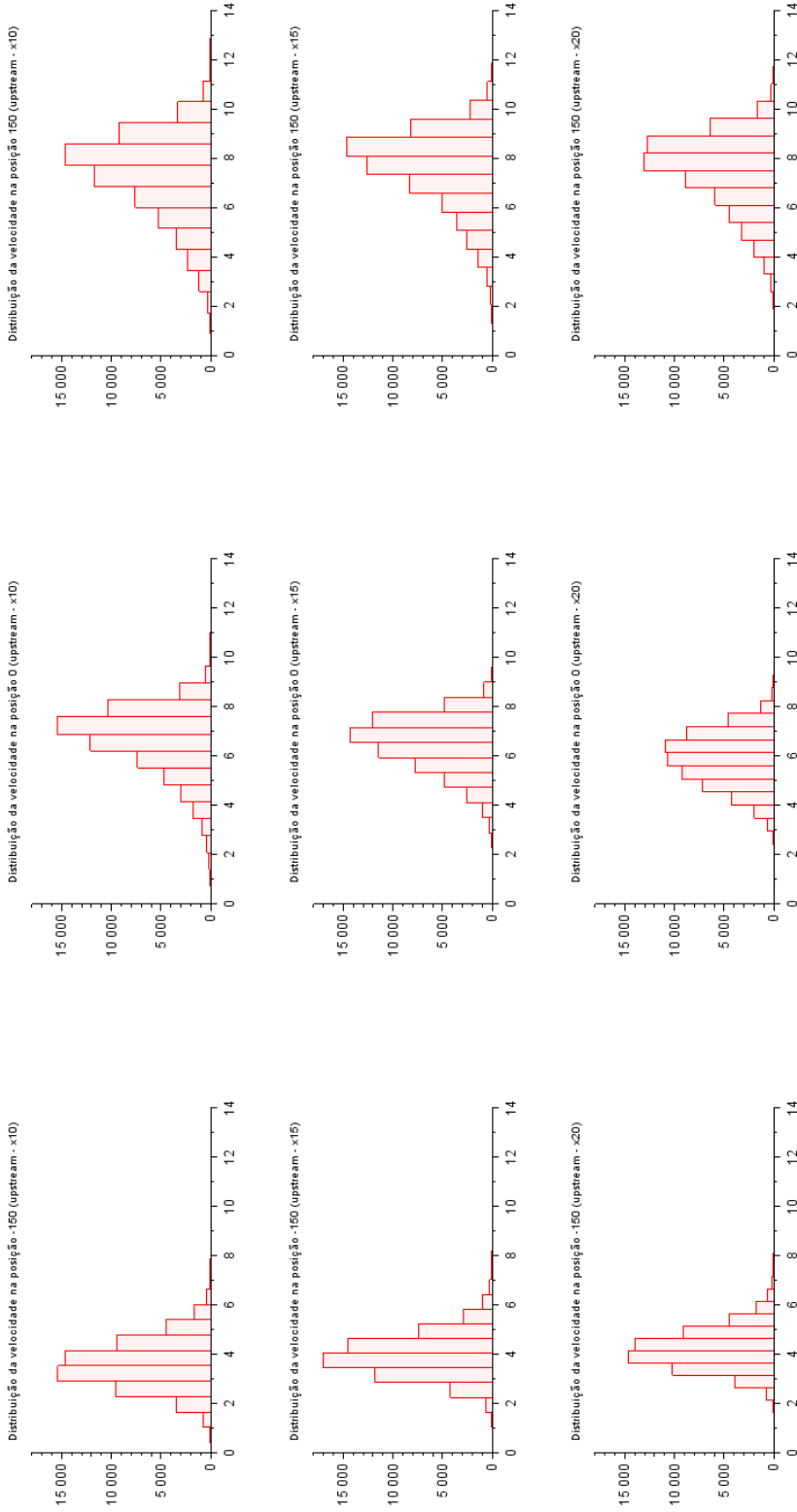


Figura 23: Histograma da velocidade do ar nas posições -150, 0 e 150 para a turbina *upstream* das leitura na vertical.

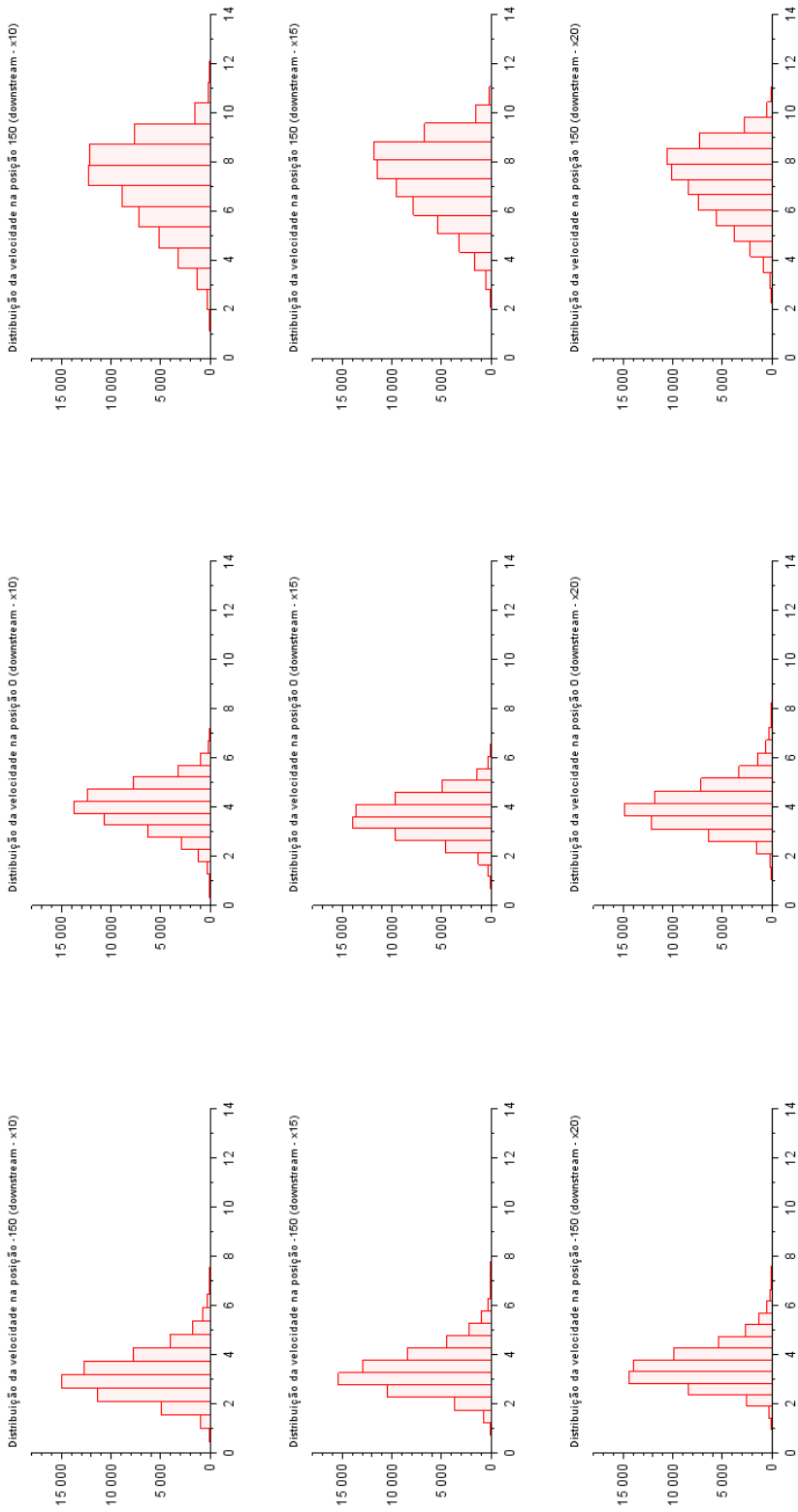


Figura 24: Histograma da velocidade do ar nas posições -150, 0 e 150 para a turbina *downstream* das leitura na vertical.

Comparando a distribuição das pontas das pás superior com a inferior, observa-se, para os dois modelos, um maior espalhamento para a posição 150, apresentando uma base mais larga, indicando maior turbulência. No entanto, diferente da distribuição horizontal, a curva não apresenta achatamento, além de apresentar uma inclinação do pico para a direita. A distribuição das velocidades na posição -150 apresenta um comportamento semelhante ao comportamento na posição 0, uma curva mais estreita. Também foram agrupadas e analisadas as velocidades médias, desvio padrão e moda da velocidade para as posições, como apresentado nas Tabela 11, Tabela 12 e Tabela 13.

Tabela 11: Comparação da velocidade média com a moda das velocidades para o sentido vertical, posição -150 na *upstream* e *downstream*.

Distância	Upstream			Downstream		
	1D	1,5D	2D	1D	1,5D	2D
Velocidade Média (m/s)	3,61	3,96	4,20	3,18	3,34	3,54
Desvio Padrão	0,94	0,85	0,80	0,92	0,85	0,82
Intervalo da moda da velocidade (m/s)	2,91-3,53	3,45-4,05	3,65-4,15	2,64-3,18	2,76-3,26	2,84-3,32

Tabela 12: Comparação da velocidade média com a moda das velocidades para o sentido vertical, posição 0 na *upstream* e *downstream*.

Distância	Upstream			Downstream		
	1D	1,5D	2D	1D	1,5D	2D
Velocidade Média (m/s)	6,65	6,51	5,88	4,04	3,64	4,03
Desvio Padrão	1,31	1,06	1,05	0,86	0,78	0,87
Intervalo da moda da velocidade (m/s)	6,90-7,59	6,56-7,17	6,14-6,67	3,76-4,25	3,14-3,63	3,63-4,15

Tabela 13: Comparação da velocidade média com a moda das velocidades para o sentido vertical, posição 0 na *upstream* e *downstream*.

Distância	Upstream			Downstream		
	1D	1,5D	2D	1D	1,5D	2D
Velocidade Média (m/s)	7,30	7,57	7,46	7,06	7,25	7,20
Desvio Padrão	1,69	1,50	1,47	1,63	1,48	1,40
Intervalo da moda da velocidade (m/s)	7,72-8,57	8,09-8,84	8,21-8,91	7,02-7,86	8,07-8,82	7,91-8,54

É possível observar que comparado com o sentido horizontal, a incidência da velocidade média estar dentro do intervalo da moda é menor. A diferença é maior na posição 150, ponta da pá superior mais distante do modelo, posições 1,5D e 2D.

4 Conclusões

Nos ensaios de um modelo foi possível verificar a geração de potência e, portanto, o funcionamento do modelo projetado. No entanto, como visto, o modelo apresentou um baixo valor de coeficiente de potência, indicando uma necessidade de alterar o projeto mecânico. Também deve-se realizar ajustes quanto a obtenção da velocidade de rotação e uma forma de controlá-la. Durante os experimento verificou-se que essa velocidade tem grande variação, sendo necessária uma medição contínua.

Nos ensaios de esteira foi possível caracterizar o perfil de velocidades, assim como algumas características estatísticas do escoamento, que podem ser relacionados com o comportamento da esteira aerodinâmica. Foi observado o comportamento não esperado para o centro da hélice da turbina *upstream*, com um aumento da velocidade, e para a posição mais próxima de leitura 1D, apresenta uma velocidade próxima da velocidade de escoamento no túnel. No entanto, o estudo feito considerou apenas uma direção do vento para cada leitura. Para levantamentos estatísticos mais extensos, seria interessante a visualização do plano de distribuição formado, além de fazer uma análise correlacionando dados de mais de um componente da velocidade.

Referências

- [1] Agência Nacional de Energia Elétrica. *Atlas de Energia Elétrica do Brasil*. 2^a. ANEEL, 2005.
- [2] Associação Brasileira de Energia Eólica, ABEEólica. “Boletim Anual de Geração Eólica 2018”. Em: (2019).
- [3] Leonardo P. Chamorro e Fernando Porté-Agel. “A Wind-Tunnel Investigation of Wind-Turbine Wakes: Boundary-Layer Turbulence Effects”. Em: *Boundary-Layer Meteorology* 132.1 (2009). url: <https://doi.org/10.1007/s10546-009-9380-8>, pp. 129–149.
- [4] Energy Information Administration. *Wind explained - History of wind power*. url: <https://www.eia.gov/energyexplained/wind/history-of-wind-power.php>. 2019.
- [5] Ângela Goldani. “Turismo e Parque Eólico: possibilidades para o município de Osório (Rio Grande do Sul, Brasil)”. Em: *Turismo e Sociedade* 6.2 (2013). url: <http://dx.doi.org/10.5380/tes.v6i2.31934>, pp. 424–439.
- [6] Hannele Holttinen e Esa Peltola. “Nord-Vind Windpower technology: history, status and vision”. Em: (2009).
- [7] Manuel Alejandro Zúñiga Inestroza. “Influência da turbulência atmosférica na esteira aerodinâmica de turbinas eólicas: estudo experimental em túnel de vento”. Em: (2019). TCC (Pós-graduação) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Rio Grande do Sul.
- [8] Porté-Agel, Fernando and Bastankhah, Majid and Shamsoddin, Sina. “Wind-Turbine and Wind-Farm Flows: A Review”. Em: *Boundary-Layer Meteorology* (2019). url: <https://doi.org/10.1007/s10546-019-00473-0>.
- [9] Isabella Ono Skusa e Jessica Henriques de Campos. “Estudo dos efeitos da interferência de esteiras na produção de energia eólica em túnel de vento”. Em: (2019). TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Mecânica, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo.