



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO

JEFERSON TONDO ALVES

**DESENVOLVIMENTO DE UMA NOVA TURBINA EÓLICA DE EIXO
VERTICAL PARA MICROGERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

CAMPINAS
2020



UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO

JEFERSON TONDO ALVES

**DESENVOLVIMENTO DE UMA NOVA TURBINA EÓLICA DE EIXO
VERTICAL PARA MICROGERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Tese de Doutorado apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica, na área de Energia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Ernesto Ruppert Filho

ESTE EXEMPLAR CORRESPONDE À VERSÃO FINAL DA TESE
DEFENDIDA PELO ALUNO JEFERSON TONDO ALVES
E ORIENTADO PELO PROF. DR. ERNESTO RUPPERT FILHO

Assinatura do Orientador

CAMPINAS
2020

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Luciana Pietrosanto Milla - CRB 8/8129

AL87d Alves, Jeferson Tondo, 1986-
Desenvolvimento de uma nova turbina eólica de eixo vertical para microgeração de energia elétrica / Jeferson Tondo Alves. – Campinas, SP : [s.n.], 2020.

Orientador: Ernesto Ruppert Filho.
Tese (doutorado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Turbinas. 2. Energia eólica. 3. Energia elétrica. 4. Geradores elétricos. 5. Ventos. I. Ruppert Filho, Ernesto, 1948-. II. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. III. Título.

Informações para Biblioteca Digital

Título em outro idioma: Development of a new vertical shaft wind turbine for electricity microgeneration

Palavras-chave em inglês:

Turbines
Wind energy
Electricity
Electric generators
Winds

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Doutor em Engenharia Elétrica

Banca examinadora:

Ernesto Ruppert Filho [Orientador]
Joseph Youssif Saab Junior
Alfeu Joãozinho Sguarezi Filho
Luiz Carlos Pereira da Silva
Mateus Giesbrecht

Data de defesa: 28-02-2020

Programa de Pós-Graduação: Engenharia Elétrica

Identificação e informações acadêmicas do(a) aluno(a)

- ORCID do autor: <https://orcid.org/0000-0001-9091-0945>
- Currículo Lattes do autor: <http://lattes.cnpq.br/2264110535494080>

COMISSÃO JULGADORA – TESE DE DOUTORADO

Candidato: Jeferson Tondo Alves RA: 160951

Data da defesa: 28 de fevereiro de 2020

Título da Tese: “DESENVOLVIMENTO DE UMA NOVA TURBINA EÓLICA DE EIXO VERTICAL PARA MICROGERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA”

Prof. Dr. Ernesto Ruppert Filho (Presidente)

Prof. Dr. Joseph Youssif Saab Junior

Prof. Dr. Alfeu Joãozinho Sguarezi Filho

Prof. Dr. Luiz Carlos Pereira da Silva

Prof. Dr. Mateus Giesbrecht

A Ata de Defesa, com as respectivas assinaturas dos membros da Comissão Julgadora, encontra-se no SIGA (Sistema de Fluxo de Dissertação/Tese) e na Secretaria de Pós-Graduação da Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio do CNPq, Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – Brasil.

Agradeço,

aos meus pais, Gerson e Silvia, por todo suporte desde sempre para que esta realização fosse possível,

à minha irmã, Carine, pelos ensinamentos,

à minha companheira de todas as horas, Camila, pelo apoio e compreensão,

em especial ao meu orientador, Ruppert, pela atenção e orientação na realização desta tese e, também, por todo conhecimento compartilhado,

aos amigos de laboratório pelo convívio e por sempre estarem solícitos a debates e elucidação de dúvidas,

ao NIPE, pela concessão do espaço físico para a realização dos testes práticos,

ao CTI pela colaboração na fabricação das pás utilizadas nesta tese,

à INOVA, à FEEC e à UNICAMP, por ajudarem a tornar um sonho em uma realização,

e a todos que de alguma forma colaboraram para a concretização deste trabalho.

Eu não acho que exista qualquer emoção que possa atravessar o coração humano como o sentido pelo inventor, ao ver alguma criação do cérebro se desenrolando para o sucesso... essas emoções fazem um homem esquecer tudo. (Nikola Tesla)

RESUMO

O objetivo deste trabalho de pesquisa é o de propor um novo tipo de turbina eólica de eixo vertical para aplicações em microgeração de energia elétrica urbana, estudar o comportamento de um protótipo de potência da ordem de 200 W, que utiliza pás de perfil padronizado NACA 0024. Esta turbina envolve um gerador elétrico especial, ainda inexistente no mercado. O gerador elétrico especial terá indutor e induzido móveis e, o controle da potência, da tensão e da frequência serão objeto de um outro trabalho de pesquisa envolvendo máquinas elétricas, eletrônica de potência e controle, a ser realizado em seguida a este. Devido ao fato da turbina eólica ter o gerador elétrico com indutor e induzido móveis, ela recebeu o nome de turbina eólica com indutor e induzido móveis (TEiiM). A parte mecânica dessa turbina foi desenvolvida, testada em túnel de vento e levou em consideração o fato das velocidades de vento serem baixas em aplicações urbanas, assim como as alturas onde são instaladas. A parte mecânica da TEiiM foi construída a partir do conceito de duas turbinas independentes, o que é inovadora sendo inexistente no mundo. A metodologia de construção mecânica da nova turbina eólica utilizou o conceito de duas turbinas acopladas coaxialmente e independentes, uma superior e outra inferior, montadas de maneira com que os conjuntos girem em sentidos contrários sob ação do vento. Com esta configuração, a TEiiM é capaz de quase dobrar a velocidade de rotação quando comparada a uma turbina eólica de eixo vertical convencional de mesmo tamanho, elevando assim a potência de geração. Com a união das duas turbinas independentes, foram constatadas velocidades de rotação superiores, o que ocasionará maior geração de energia elétrica com menores velocidades de vento. Dessa forma a instalação desta turbina comparada com uma turbina convencional de mesma potência, poderá ser realizada em alturas menores. Os resultados obtidos em ensaios mecânicos com a TEiiM, foram compilados em Matlab utilizando a metodologia baseada no modelo BEM¹, para turbinas eólicas de eixo vertical do tipo rotor H, com o modelo de tubo duplo para múltiplos fluxos (DMST) e, os dados aerodinâmicos da pá do perfil NACA 0024, obtidos no programa JavaFoil. Os resultados geraram diversos gráficos para análises

¹ Blade element momentum: teoria do momento dos elementos da lâmina

que, demonstraram o melhor desempenho da turbina TEiiM com 3 pás em velocidades de vento mais elevadas, obtendo um coeficiente de potência de 0,3848 com velocidade de vento de 10 m/s. Entretanto, a turbina TEiiM com 5 pás, foi superior em velocidades de vento inferiores uma vez que, por possuir um número maior de pás, esta turbina estabilizou em menor tempo, obtendo assim, maiores coeficientes de potência com menores velocidades de vento.

Palavras-chave: Microgeração. Turbina eólica com indutor e induzido móveis. Turbina eólica de eixo vertical. Gerador elétrico especial.

ABSTRACT

The overall aim of this research is to put forward to society a new type of vertical shaft wind turbine for household applications and to study the behavior of a prototype of this wind turbine categorized as small-sized power of 200w order which deploys airfoil with a standardized pattern NACA 0024. This turbine counts on a special energy generator – not currently existent. The special power generator will have a movable inducted and inductor plus the power and and voltage controls will be the goal of another research project involving an electric/electronic machine of power control, that is to be accomplished followed by this one. Due to the fact that the wind turbine has a power generator with a movable inducted and inductor it was named as TEiiM (turbina éolica com indutor e induzido móveis) – or in English: “wind turbine with movable inducted a inductor (WTMii). The mechanic section of the turbine was - in this work – developed and tested within a “wind tunnel” moreover taking into account the fact that the wind speed is inferior in urban applications where they will be set in relatively low heights. The mechanic section of TEiiM (WTMii) was developed from the concept of two independent turbines which is innovative and non-existent in the word. The mechanic building methodology of the new wind turbine used the definition of two independently engaged turbines which one is higher and the other is lower positioned furthermore making the sets to spin in different directions. Using this set up, the TEiiM (WTMii) is able to double the rotation speed whilst compared with a conventional vertical shaft wind turbine of same size and power. This was possible by the fact of each set of axis and airfoil – higher and lower – spin in opposite directions due to the airfoil positioning. With the union of the two independent turbines, it was seen superior rotation speeds which will produce a higher electric power creation with lower wind speeds. In this way the installation of this turbine – compared with a conventional turbine of same magnitude – will be possible in lower heights. The results obtained in mechanic tests with the TEiiM (WTMii) were compiled in MATLAB using the method based in the BEM Model for the H rotor vertical shaft wind turbines, with the twin tube model for multiple fluxes (DMST), and the aerodynamic data of the airfoil profile NACA 0024, obtained from the JavaFoil program. The results generated several graphics for analysis that showed

the best performance of the TEiiM (WTMii) turbine with three airfoils in higher wind speeds, obtaining a power coefficient of 0.3848 plus the wind speed of 10m/s. Nevertheless, the TEiiM (WTMii) turbine using five airfoils was superior in lower wind speeds once having a bigger number of airfoils. This turbine stabilized in less time, thus obtaining higher power coefficients with lower wind speeds.

Keywords: Microgeneration. Wind turbine with movable inducted and inductor. Vertical shaft wind turbine. Special power generator.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Embarcação egípcia de 2600 a.C.....	30
Figura 2 - Moinho de vento persa.....	31
Figura 3 - Moinho de vento chinês	31
Figura 4 - Moinho de vento holandês	31
Figura 5 - Primeira turbina eólica do mundo.....	32
Figura 6 - Revista Scientific American.....	32
Figura 7 - Primeira grande turbina eólica 1,25MW	33
Figura 8 - Formação dos ventos.....	33
Figura 9 - Anemômetro com sensor de direção	34
Figura 10 - Curva de Weibull.....	35
Figura 11 - Configuração simplificada de uma turbina eólica horizontal	37
Figura 12 - Turbina eólica Vestas com caixa de multiplicação	38
Figura 13 - Turbina eólica Enercon sem caixa de multiplicação.....	38
Figura 14 - Tipos de turbina eólica de eixo horizontal	39
Figura 15 - Yaw control (controle de guinada).....	40
Figura 16 - Tipos de turbinas eólicas de eixo vertical.....	41
Figura 17 – escoamento de ar em uma TEEH.....	43
Figura 18 - Escoamento de ar em uma TEEV.....	44
Figura 19 - Distâncias de segurança entre turbinas eólicas.....	44
Figura 20 - Limite de pressão e de velocidade do vento em uma TEEH.....	45
Figura 21 - Formação de esteira de uma TEEH.....	46
Figura 22 – Pá assimétrica.....	49
Figura 23 - Distribuição de pressão nos perfis assimétricos	49
Figura 24 – Pá simétrica	49
Figura 25 - Distribuição de pressão nos perfis simétricos	49
Figura 26 - Turbina eólica teim	50
Figura 27 – Turbina eólica Vision Air 3.....	50
Figura 28 - Linhas de fluxo do ar no contato com duas turbinas convencionais	53

Figura 29 - Linhas de fluxo do ar no contato com a teiim.....	53
Figura 30 - Perfis NACA.....	56
Figura 31 - Coeficiente de sustentação (Cl) x Ângulo de ataque (Alpha).....	57
Figura 32 - Cl/ Cd x Ângulo de ataque (Alpha).....	57
Figura 33 - Pontos das coordenadas do perfil NACA 0024.....	59
Figura 34 – Projeto da pá de perfil NACA 0024.....	60
Figura 35 - Conjunto da teiim com índice de solidez 0,14.....	61
Figura 36 - Conjunto da teiim com índice de solidez 0,23.....	61
Figura 37 – Conjuntos da nova turbina eólica teiim.....	62
Figura 38 - Dimensões da estrutura da teiim.....	63
Figura 39 - Dimensões da chapa e poste.....	64
Figura 40 - teiim e sistema de transmissão de energia.....	65
Figura 41 - Conjunto indutor (Ímã permanente).....	66
Figura 42 - Conjunto induzido (enrolamentos).....	66
Figura 43 - Sistema de transmissão do geiim.....	67
Figura 44 – geiim e sistema de transmissão de energia da teiim.....	68
Figura 45 - Detalhe do acoplamento dos eixos do geiim e sistema transmissão.....	69
Figura 46 - Detalhe interno de giro dos conjuntos do geiim.....	70
Figura 47 - Impressora 3D modelo Sinterstation 2000.....	71
Figura 48 – Visor da impressora 3D mostrando o processo de fabricação.....	72
Figura 49 - Detalhes da fabricação das pás.....	72
Figura 50 - Remoção das peças da impressora 3D.....	73
Figura 51 - Peças antes da limpeza.....	73
Figura 52 - Limpeza das pás.....	74
Figura 53 – Pás montadas após a fabricação.....	74
Figura 54 - Sequência de pintura das pás.....	75
Figura 55 - Fabricação da estrutura metálica.....	76
Figura 56 - Fabricação dos suportes de cada conjunto da teiim.....	76
Figura 57 - Instalação da estrutura na área experimental (NIPE-UNICAMP).....	77
Figura 58 - Soprador de vento no local dos testes experimentais.....	77
Figura 59 - Formas prontas para concretagem.....	78

Figura 60 - Bases concretadas.....	78
Figura 61 – Construção das novas bases para instalação da estrutura.....	78
Figura 62 - teiim com índice de solidez 0,14.....	79
Figura 63 - teiim com índice de solidez 0,23.....	79
Figura 64 - Anemômetro de concha.....	80
Figura 65 - Fonte e visor para a leitura das velocidades de rotação dos conjuntos da teiim	80
Figura 66 - Visor do inversor de frequência do soprador de vento para ajustes na rotação	81
Figura 67 - Desvio padrão das velocidades de rotações na velocidade de vento de 8 m/s	83
Figura 68 - Desvio padrão das velocidades de rotações na velocidade de vento de 10 m/s	85
Figura 69 - Modelo de tubo duplo para múltiplos fluxos (DMST).....	87
Figura 70 - Velocidades atuantes nos tubos de corrente.....	88
Figura 71 - Forças atuantes em uma pá.....	93
Figura 72 – Iteração no programa do modelo DMST.....	95
Figura 73 - Curvas de C_p x TSR - 8 m/s.....	96
Figura 74 - Curvas de C_p x TSR - 10 m/s.....	97
Figura 75 - Curva de potência x Vel. De rotação - 8 m/s.....	98
Figura 76 - Curva de potência x Vel. De rotação - 10 m/s.....	98
Figura 77 - Relação entre M e C_p x rpm - teiim 0,14_8m/s.....	99
Figura 78 ´ - Relação entre M e C_p x rpm - teiim 0,23_8m/s.....	100
Figura 79 - Relação entre M e C_p x rpm - teiim 0,14_10m/s.....	100
Figura 80 - Relação entre M e C_p x rpm - teiim 0,23_10m/s.....	101
Figura 81 – Projeção dos melhores coeficientes de potência por turbina.....	102
Figura 82 - C_p x tempo.....	103
Figura 83 - Coeficientes de força tangencial da teiim para diferentes TSR - 8 m/s.....	104
Figura 84 - Coeficientes de força tangencial da teiim para diferentes TSR - 10 m/s.....	104
Figura 85 - Coeficientes de força normal da teiim para diferentes TSR - 8 m/s.....	105
Figura 86 - Coeficientes de força normal da teiim para diferentes TSR - 10 m/s.....	106

Figura 87 - Comparação entre números de Reynolds para diferentes TSR - 8 m/s.....	107
Figura 88 - Comparação entre números de Reynolds da teiim - 10 m/s	107
Figura 89 - Ângulos de ataque da teiim para diferentes TSR - 8 m/s.....	108
Figura 90 - Ângulos de ataque da teiim para diferentes TSR - 10 m/s.....	109
Figura 91 - Coeficientes de sustentação da teiim para diferentes TSR - 8 m/s.....	110
Figura 92 - Coeficientes de sustentação da teiim para diferentes TSR - 10 m/s.....	110
Figura 93 - Coeficientes de arrasto da teiim para diferentes TSR - 8 m/s.....	111
Figura 94 - Coeficientes de arrasto da teiim para diferentes TSR - 10 m/s.....	111
Figura 95 – Posições azimutais nos quadrantes de giro de uma turbina eólica de eixo vertical.....	112
Figura 96 – Relação entre gráficos da teiim de solidez 0,14 com velocidade de vento de 8 m/s	113
Figura 97 - Relação entre gráficos da teiim de solidez 0,23 com velocidade de vento de 8 m/s	114
Figura 98 - Relação entre gráficos da teiim de solidez 0,14 com velocidade de vento de 10 m/s	115
Figura 99 - Relação entre gráficos da teiim de solidez 0,23 com velocidade de vento de 10 m/s	116
Figura 100 - Comportamento do fator de interferência axial para diferentes TSR	118
Figura 101 – Interferência axial com velocidade de vento de 8m/s.....	119
Figura 102 – Interferência axial com velocidade de vento de 10 m/s.....	120
Figura 103 - Validação do modelo DMST	123
Figura 104 - Diagrama de blocos do sistema de conversão de energia da teiim	139
Figura 105 – $C_t \times \theta$ para diferentes TSR de solidez 0,14 com velocidade de vento de 8m/s	142
Figura 106 – $C_t \times \theta$ para diferentes TSR de solidez 0,23 com velocidade de vento de 8 m/s	142
Figura 107 – $C_n \times \theta$ para diferentes TSR de solidez 0,14 com velocidade de vento de 8 m/s	143
Figura 108 – $C_n \times \theta$ para diferentes TSR de solidez 0,23 com velocidade de vento de 8 m/s	143

Figura 109 – $C_t \times \theta$ para diferentes TSR de solidez 0,14 com velocidade de vento de 10 m/s	144
Figura 110 – $C_t \times \theta$ para diferentes TSR de solidez 0,23 com velocidade de vento de 10 m/s	144
Figura 111 – $C_n \times \theta$ para diferentes TSR de solidez 0,14 com velocidade de vento de 10 m/s	145
Figura 112 – $C_n \times \theta$ para diferentes TSR de solidez 0,23 com velocidade de vento de 10 m/s	145

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Resultados dos testes experimentais da teiim (0,14) com velocidade de vento de 8 m/s	82
Tabela 2 - Resultados dos testes experimentais da teiim (0,23) com velocidade de vento de 8 m/s	82
Tabela 3 - Resultados dos testes experimentais da teiim (0,14) com velocidade de vento de 10 m/s.....	84
Tabela 4 - Resultados dos testes experimentais da teiim (0,23) com velocidade de vento de 10 m/s.....	84
Tabela 5 - Melhores desempenhos das turbinas teiim	102
Tabela 6 - Valores obtidos na validação do modelo DMST.....	124
Tabela 7 - Desvio padrão da velocidade de rotação da teiim (0,14) com velocidade de vento de 8 m/s.....	140
Tabela 8 - Desvio padrão da velocidade de rotação da teiim (0,23) com velocidade de vento de 8 m/s.....	140
Tabela 9 – Comparação dos desvios padrão das velocidades de rotação das teiim com velocidade de vento de 8 m/s.....	140
Tabela 10 - Desvio padrão da velocidade de rotação da teiim (0,14) com velocidade de vento de 10 m/s.....	141
Tabela 11 - Desvio padrão da velocidade de rotação da teiim (0,23) com velocidade de vento de 10 m/s.....	141
Tabela 12 - Comparação dos desvios padrão das velocidades de rotação das teiim com velocidade de vento de 10 m/s.....	141
Tabela 13 - Tabela de valores referentes as figuras 106 e 107	146
Tabela 14 - Tabela de valores referentes as figuras 106 e 108	147

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	– Agência Nacional de Energia Elétrica
BEM	– Blade Element Momentum
CFD	– Computacional Fluid Dynamics
CTI	– Centro de Tecnologia da Informação Renato Archer
cc	– Corrente contínua
NACA	– National Advisory Committee for Aeronautics
NASA	– National Aeronautics and Space Administration
NIPE	– Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético
TE	– Turbina eólica
TEEH	– Turbina eólica de eixo horizontal
TEEV	– Turbina eólica de eixo vertical
TEiM	– Turbina eólica com indutor e induzido móveis
Re	– Número de Reynolds
SIN	– Sistema Interligado Nacional
UNICAMP	– Universidade Estadual de Campinas

LISTA DE SIMBOLOS

a	[-]	Fator de interferência axial
A	[m ²]	Área de varredura
c	[m]	Comprimento da corda
C	[-]	Fator de escala
C_d	[-]	Coefficiente de arrasto
C_l	[-]	Coefficiente de sustentação
C_n	[-]	Coefficiente de força normal
C_p	[-]	Coefficiente de potência
C_t	[-]	Coefficiente de força tangencial
d	[m]	Diâmetro
F_d	[N]	Força de arrasto
F_l	[N]	Força de sustentação
F_n	[N]	Força normal
F_t	[N]	Força tangencial
k	[-]	Fator de forma
M	[N]	Torque
N	[-]	Número de pás
P	[W]	Potência

P_e	[W]	Potencial eólico
$f(v)$	[-]	Função de Weibull
p_∞	[N/m ²]	Pressão estática
p_d^+	[N/m ²]	Pressão à frente da turbina
p_d^-	[N/m ²]	Pressão ao passar pelas pás
r	[-]	Fator de rugosidade
R	[m]	Raio
t	[min]	Tempo
T	[°C]	Temperatura
u_∞	[m/s]	Velocidade do vento ascendente
\bar{u}	[m/s]	Velocidade média no sentido do fluxo
u_w	[m/s]	Velocidade do vento à jusante na esteira
v	[m/s]	Velocidade do vento
\bar{v}	[m/s]	Velocidade média lateral
\bar{v}	[m/s]	Média anual da velocidade do vento
V_∞	[m/s]	Velocidade máxima do vento incidente
V_b	[m/s]	Velocidade tangencial
V_e	[m/s]	Velocidade de equilíbrio
V_i	[m/s]	Velocidade ao atingir a pá
V_n	[m/s]	Velocidade normal

V_{rel}	[m/s]	Velocidade relativa
V'_w	[m/s]	Velocidade de fluxo livre
ω	[rad/s]	Velocidade angular
z	[m]	Altitude
σ	[-]	Solidez
Ω	[rad/s]	Velocidade angular
Θ	[rad]	Ângulos azimutais
α	[rad]	Ângulo de ataque
δ	[rad]	Ângulo de passo
φ	[rad]	Ângulo de inclinação
λ	[TSR]	Razão de velocidade de ponta de pá
ρ	[kg/m ³]	Densidade do ar

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS	V
RESUMO	VII
ABSTRACT	IX
LISTA DE FIGURAS	XI
LISTA DE TABELAS	XVI
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS	XVII
LISTA DE SIMBOLOS	XVIII
SUMÁRIO	XXI
1. INTRODUÇÃO	24
1.1 OBJETIVOS	27
1.1.1 OBJETIVO GERAL	27
1.1.1.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	27
1.2 JUSTIFICATIVA	28
1.3 ESTRUTURA DA TESE.....	29
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	30
2.1 HISTÓRIA DO USO DA ENERGIA EÓLICA.....	30
2.2 VENTO.....	33
2.3 POTENCIAL EÓLICO	36
2.4 TURBINAS EÓLICAS	36
2.5 TIPOS DE TURBINAS EÓLICAS	39
2.5.1 Turbinas eólicas de eixo horizontal (TEEH).....	39
2.5.2 Turbinas eólicas de eixo vertical (TEEV).....	40
2.5.2.1 Turbina Savonius	41
2.5.2.2 Turbina Darrieus	42
2.5.2.3 Turbina Giromill ou Rotor H e Helicoidal	42

2.5.3 Teoria de Betz e escoamento de ar das turbinas eólicas.....	42
2.6 MICROGERAÇÃO E MINIGERAÇÃO EÓLICA DE ENERGIA ELÉTRICA	46
2.7 PÁS DE TURBINAS EÓLICAS.....	47
2.7.1 Classificação das pás	48
2.7.1.1 Pás assimétricas	48
2.7.1.2 Pás simétricas.....	49
3. PROPOSTA DE UM NOVO SISTEMA DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA RESIDENCIAL A PARTIR DA ENERGIA EÓLICA.....	50
3.1 SISTEMA DE GERAÇÃO EÓLICO PROPOSTO	50
3.2 PROJETO, FABRICAÇÃO E INSTALAÇÃO.....	55
3.2.1 Projeto das pás.....	55
3.2.1.1 Análises dos perfis em Xfoil	56
3.2.1.2 Software JavaFoil.....	58
3.2.1.3 Modelagem da pá	59
3.2.2 Projeto da TEiiM	60
3.2.2.1 Modelagem dos conjuntos da TEiiM.....	61
3.2.2.2 Modelagem da estrutura da TEiiM.....	63
3.2.3 Gerador elétrico e sistema de transmissão eletromecânico	64
3.2.3.1 Forma construtiva do gerador elétrico GEiiM e sistema de transmissão	65
3.2.3.2 Funcionamento do GEiiM	69
3.2.4 Fabricação.....	71
3.2.4.1 Fabricação e pintura das pás	71
3.2.4.2 Fabricação da estrutura e suportes dos conjuntos da TEiiM ...	75
3.2.5 Instalação	77
3.3 TESTES EXPERIMENTAIS	79
3.3.1 Cenário 1: velocidade de vento de 8 m/s.....	81
3.3.2 Cenário 2: velocidade de vento de 10 m/s.....	83
3.3.3 Conclusões sobre os testes experimentais.....	85
3.4 TRATAMENTO DOS DADOS EXPERIMENTAIS	86
3.4.1 Método do modelo de tubo duplo para múltiplos fluxos (DMST)	87
4. RESULTADOS.....	96

4.1 RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES USANDO O MÉTODO DMST.....	96
4.2 ANÁLISE DAS SIMULAÇÕES USANDO O MÉTODO DMST	101
4.3 VALIDAÇÃO DO CÓDIGO.....	123
5. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	125
5.1 TRABALHOS FUTUROS	127
6. REFERÊNCIAS.....	128
APÊNDICES.....	135
APÊNDICE A – TURBINA TEIIM X TURBINA CONVENCIONAL.....	136
APÊNDICE B – DIAGRAMA DE BLOCOS DA CONVERSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA GERADA PELA TEIIM	139
APÊNDICE C1 – TABELAS DE DESVIO PADRÃO DAS VELOCIDADES DE ROTAÇÃO DAS TURBINAS TEIIM PARA A VELOCIDADE DE VENTO DE 8 M/S	140
APÊNDICE C2 – TABELAS DE DESVIO PADRÃO DAS VELOCIDADES DE ROTAÇÃO DAS TURBINAS TEIIM PARA A VELOCIDADE DE VENTO DE 10 M/S.....	141
APÊNDICE D1 – RELAÇÃO ENTRE OS COEFICIENTES DE FORÇAS TANGENCIAIS E NORMAIS NA VELOCIDADE DE VENTO DE 8 M/S	142
APÊNDICE D2 – RELAÇÃO ENTRE OS COEFICIENTES DE FORÇAS TANGENCIAIS E NORMAIS NA VELOCIDADE DE VENTO DE 10 M/S	144
APÊNDICE E1 – TABELA DOS VALORES REFERENTES AOS GRÁFICOS DAS FIGURAS 106 E 107	146
APÊNDICE E2 – TABELA DOS VALORES REFERENTES AOS GRÁFICOS DAS FIGURAS 106 E 108.....	147
ANEXOS	148
ANEXO A – CÓDIGO DO MÉTODO DMST EM MATLAB	148

1. INTRODUÇÃO

A busca por fontes limpas de geração de energia elétrica ocasionou, nos últimos 10 anos, uma corrida mundial com um único propósito, o de dominar a produção de energia elétrica através da energia eólica, que utiliza a força dos ventos para rotacionar as turbinas eólicas. Esta é uma das alternativas que buscam diminuir as grandes emissões de poluentes geradas para a atmosfera, principalmente, pelas maiores potências econômicas do planeta que utilizam usinas termelétricas para a produção de energia elétrica, causando danos irreversíveis nas localidades onde são instaladas [1].

Devido à necessidade mundial pela melhora na eficiência energética, a geração de energia limpa por turbinas eólicas, países como a Alemanha, os Estados Unidos da América e a China, largaram na frente dos demais e, são até hoje os principais desenvolvedores de tecnologia nessa área no mundo. A China por si só, detém quase que 40% da potência instalada de geração eólica no mundo [2,3].

Os sistemas eólicos estão caminhando a passos largos para se tornarem, de uma vez por todas, sistemas seguros e complementares na geração de energia elétrica. Isso ocorre devido ao fato do insumo que alimenta as turbinas eólicas ser o vento e não ter custo de produção, sendo ele abundante por todo planeta. Além do mais, as turbinas eólicas possibilitam a geração de energia elétrica em localidades distantes da rede elétrica, apresentam grande potencial de expansão, produzem baixo impacto ambiental, além de gerarem novos postos de trabalho [4].

Neste momento, onde todos os esforços estão concentrados em desenvolver sistemas mais eficientes e menos poluentes. O sistema eólico de geração de energia elétrica vem ganhando cada vez mais espaço no mundo sendo ele uma medida importante para muitos países, a fim de garantir, simultaneamente, maior segurança energética, ajustar a estrutura de energia primária e responder às mudanças climáticas [5–7].

A utilização de fontes renováveis para geração de energia elétrica não se limita a localidades isoladas. As usinas eólicas estão cada vez mais se integrando às redes elétricas de alta e de baixa tensão. A conexão com a rede elétrica, no entanto, necessita de sistemas adequados para tal, uma vez que as turbinas eólicas são intermitentes, não

geram energia elétrica continuamente e precisam de conversores eletrônicos e filtragem de sinais elétricos para melhorar a qualidade da energia elétrica gerada [8–13].

As turbinas eólicas, atualmente, são conhecidas exclusivamente por transformarem a energia cinética contida no vento em energia elétrica sendo que, a utilização da energia dos ventos vem se aperfeiçoando ao longo dos anos. No entanto, os primeiros povos que tiraram proveito dessa energia foram os egípcios em 2800 a.C., utilizando o vento em suas embarcações para se locomoverem. Por volta do século II a.C. (200 a.C.) é que se apareceram as primeiras evidências arqueológicas da utilização de moinhos de vento na Pérsia. Esses moinhos eram utilizados para diminuir o trabalho braçal dos operários e aumentarem a produtividade, uma vez que serviam para moer grãos, minerais, sementes oleaginosas e, também, para irrigação e bombeamento de água de poços mais profundos, para carpintaria e até mesmo para comprimir o tabaco [14–17].

Os primeiros moinhos de vento utilizados para geração de eletricidade que se tem notícia são do ano de 1888, inventados por Charles Brush. Apesar dessa tecnologia ter começado a ser implementada há mais de um século, foi nos últimos 30 anos que se obteve um salto na produção de geração elétrica a partir da eólica e, mais ainda, na última década as potências das turbinas eólicas vêm aumentando e, com isso, as suas dimensões [14,15,17].

No Brasil a maior parte da geração de energia elétrica é dependente das hidrelétricas, que representam 64% da produção de energia elétrica do país. No entanto, quando há escassez de água, os reservatórios das hidrelétricas ficam com volume baixo e nessas situações, há a necessidade de serem acionadas as usinas termelétricas para garantirem o suprimento de energia elétrica necessária ao país. O acionamento das usinas termelétricas eleva o custo da energia elétrica afetando diretamente o consumidor. Por esta razão, as tarifas de energia elétrica no Brasil foram padronizadas com cores verde, amarelo e vermelho, onde a verde representa o menor custo, sem o uso de usinas termelétricas. O amarelo, com poucas usinas termelétricas acionadas, tem um adicional de R\$ 1,343 a cada 100 kWh consumidos e o vermelho com muitas usinas termelétricas acionadas, sendo este dividido em dois patamares, no qual o vermelho (patamar 1) adiciona R\$ 4,169 a cada 100 kWh consumidos e, o vermelho (patamar 2) tem um acréscimo de R\$ 6,243 a cada 100 kWh [18–20].

Com o acionamento das usinas termelétricas, há emissão de diversos poluentes para atmosfera, por causa dos diferentes combustíveis utilizados, como são os casos do carvão, do gás e do óleo [21].

Com a tendência, cada vez maior, por desenvolver tecnologias limpas para a geração de energia elétrica, estudos que desenvolvam sistemas mais eficientes estão cada vez mais em pauta, seja em larga escala, como no caso das turbinas eólicas de eixo horizontal (TEEH) de grande porte ou na microgeração distribuída. Na microgeração as turbinas eólicas mais condizentes para aplicações residenciais e comerciais, onde a altura de instalação é baixa, são as turbinas eólicas de eixo vertical (TEEV), as quais apresentam estruturas mais simples, além de funcionarem em qualquer direção em que o vento esteja soprando [22,23].

O grande interesse, nos últimos anos, por uma geração limpa que venha a se tornar um complemento às hidrelétricas para a geração de energia elétrica no Brasil, dispensando para tal as usinas termelétricas, que são causadoras de poluição, vem abrindo espaço para as turbinas eólicas. Uma prova disso, é o deslocamento da demanda, antes produzida por usinas termelétricas, para a geração usando turbinas eólicas, sendo esta geração mais atrativa e, principalmente, não poluente [24,25].

Esta pesquisa busca aproveitar os recursos naturais existentes no Brasil para a geração de energia elétrica. O Brasil é o país que apresenta os maiores coeficientes de potência eólica do mundo para a geração de energia eólica, além disso, os principais parques eólicos do Brasil se encontram em regiões litorâneas, principalmente na região Nordeste [24,25].

Este trabalho aborda a análise e o desenvolvimento de uma nova turbina eólica de eixo vertical para microgeração de energia elétrica residencial, urbano e rural, na faixa de até 75 kW. Com a intenção de apresentar um sistema que venha a ser eficiente e com boa frequência de geração de energia elétrica de baixa potência, foi desenvolvida, neste trabalho, a TEiiM (Turbina Eólica com Gerador de Indutor e Induzido Móveis). A TEiiM é constituída por dois conjuntos independentes de eixo e pás que serão acoplados a um gerador elétrico especial ainda a ser desenvolvido, porém detalhado neste trabalho, sendo um conjunto na parte superior e outro conjunto na parte inferior..

Esta turbina ao ter acoplados dois conjuntos centralizados e independentes, cada um com seu eixo e pás, foi desenvolvida com o objetivo de elevar a rotação do gerador elétrico, bem como, produzir energia elétrica em baixas alturas.

O objetivo deste estudo se deu como iniciativa ao desenvolvimento de um conjunto gerador, composto por uma turbina eólica desenvolvida e testada neste trabalho. O gerador elétrico a ser usado nesta proposta de turbina eólica é objeto de outro desenvolvimento tecnológico a ser realizado.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 OBJETIVO GERAL

O objetivo geral deste trabalho de pesquisa de doutorado é o de estudar o comportamento de um protótipo de uma nova turbina eólica de eixo vertical de pequeno porte, de potência da ordem de 200 W, que utiliza pás com perfil padronizado NACA 0024, para aplicações em microgeração.

1.1.1.1 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Os objetivos específicos deste trabalho são: (a) apresentar análises da interação do ar sobre o perfil padronizado NACA 0024 nas dimensões estipuladas do projeto, usando o aplicativo computacional SolidWorks, (b) analisar o comportamento do ar na interação com a nova turbina eólica de eixo vertical, aqui proposta, usando o aplicativo computacional SolidWorks, (c) fabricar as pás utilizadas nos testes experimentais em nylon, usando uma impressora 3D, (d) construir uma nova turbina de eixo vertical usando a pá estudada e testar sua operação em um túnel de vento. Não faz parte deste trabalho o desenvolvimento do gerador elétrico associado a esta turbina e da eletrônica de potência necessária para tal, que se encontram em desenvolvimento em outros trabalhos de pesquisa do grupo.

1.2 JUSTIFICATIVA

O crescente aumento no consumo de energia elétrica no país é um grande problema para as empresas de distribuição de energia elétrica, dada a necessidade de alternar o consumo entre diferentes fontes de energia hidráulica, térmica e nuclear, sendo as duas últimas danosas ao meio ambiente. Por este motivo a energia eólica e a fotovoltaica têm sido cada vez mais usadas [19,26–28].

O Brasil participou da conferência COP21², em Paris, na França no final de 2015, onde foram apresentadas metas, por país, para a diminuição das emissões de poluentes para a atmosfera. Boa parte dessa poluição mundial é gerada por usinas termelétricas e, no Brasil, não é diferente em determinadas épocas do ano. Pensando em minimizar as emissões de gases poluentes para a atmosfera, foram propostos investimentos em uso de energias limpas como a solar e a eólica, a fim de buscar alternativas para as ameaçadoras usinas termelétricas [29,30].

Com recursos disponíveis no Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES) para investimentos em energia renovável, vêm-se desenvolvendo novos empreendimentos eólicos no país. Com isso, a construção de novos parques eólicos para geração de energia elétrica vem crescendo. Além disso, as regiões onde estão sendo instalados esses parques eólicos vêm se modificando, trazendo desenvolvimento para essas localidades, sendo a maior parte delas situadas no Nordeste e em regiões menos desenvolvidas [4,24,31,32].

Com base na revisão bibliográfica realizada, observou-se que existe um vasto caminho a ser percorrido para o desenvolvimento de turbinas eólicas de eixo vertical, mais eficientes, para serem comparáveis às turbinas eólicas de eixo horizontal de grandes potências. Verificou-se que, mesmo em microgeração, as turbinas eólicas de eixo horizontal são maioria, o que abriu espaço para o desenvolvimento deste trabalho, buscando uma nova turbina eólica de eixo vertical que venha a ser mais eficiente e com geração de energia elétrica mais constante, ocupando menos espaço do que as turbinas eólicas de eixo horizontal.

² COP21 – Conferência das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas de 2015.

As principais vantagens das turbinas eólicas de eixo vertical, em relação às turbinas eólicas de eixo horizontal, para aplicação urbana são: elas não necessitam de sistemas auto ajustáveis para posicionar a turbina na direção em que vento esteja soprando, aproveitam melhor os ventos turbulentos, uma vez que nas localidades onde elas são instaladas há obstáculos como edificações, ocasionam menores vibrações na estrutura e produzem menos ruídos [33–35].

1.3 ESTRUTURA DA TESE

Este trabalho se divide em cinco capítulos. O capítulo 1 apresenta uma introdução ao tema, juntamente com o escopo do trabalho, motivação, objetivos e sua estruturação. O capítulo 2 apresenta a fundamentação teórica do tema e uma breve história do uso da energia eólica, até o desenvolvimento das turbinas eólicas. O capítulo 3 descreve a proposta do desenvolvimento do protótipo da nova turbina eólica de eixo vertical para uso residencial. No capítulo 4 são apresentados os resultados obtidos em ensaios realizados com um protótipo de turbina eólica, construída usando pás com o perfil padronizado NACA 0024 e uma discussão sobre eles. No capítulo 5 são apresentadas as considerações finais e propostas para trabalhos futuros.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 HISTÓRIA DO USO DA ENERGIA EÓLICA

A energia eólica existe desde os primórdios, no entanto, os primeiros povos a obterem proveito dela foram os egípcios, por volta de 2.800 a.C. Uma embarcação egípcia de mais de 4.600 anos é mostrada na figura 1, ela foi descoberta por volta de 1950 e está em exposição no Egito, ela pertenceu ao faraó Khufu (Quéops) [36,37].



figura 1 - Embarcação egípcia de 2600 a.C.
Fonte [37]

Os persas, milhares de anos depois, por volta de 200 a.C. figura 2, perceberam que poderiam aproveitar a força do vento através de sistemas que seriam chamados mais tarde de moinhos de vento e que vieram a se espalhar pelo mundo islâmico, sendo utilizados por vários séculos para moer grãos, minerais, sementes oleaginosas, realizar irrigação e bombeamento de água de poços mais profundos e, até mesmo, para comprimir o tabaco. Acredita-se, no entanto, que os chineses (2000 a.C.), figura 3, e os babilônios

(1700 a.C.), utilizaram sistemas com propulsão a vento muito antes do que os persas [38–41].

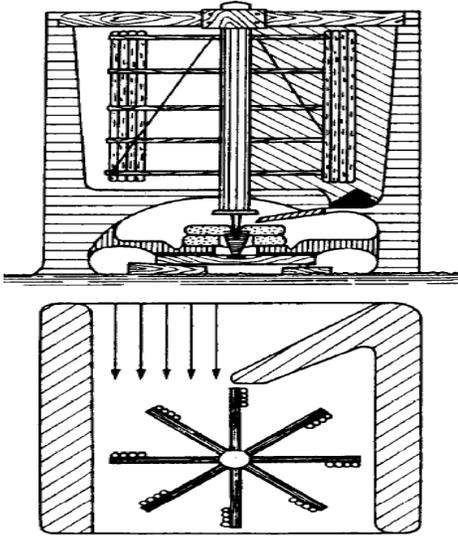


figura 2 - Moinho de vento persa
Fonte [38]

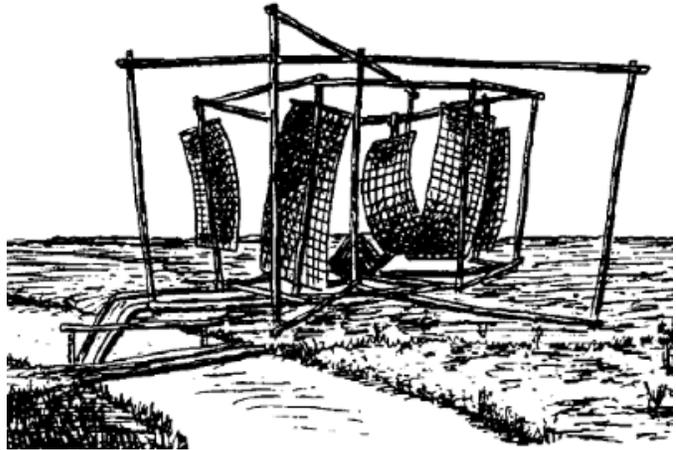


figura 3 - Moinho de vento chinês
Fonte [38]

Os moinhos de vento horizontais de grandes estruturas foram aprimorados pelos holandeses no século XI quando, também, se espalharam pela Europa. A figura 4 apresenta um modelo de moinho holandês [40–42].



figura 4 - Moinho de vento holandês
Fonte [42]

Em 1888, o inventor americano Charles Brush construiu o que veio a ser a primeira turbina eólica do mundo, figura 5, que foi utilizada para alimentar a casa na fazenda de seus pais. Essa turbina eólica de eixo horizontal funcionou durante 20 anos, nunca deixando de fornecer energia elétrica para a residência [43].

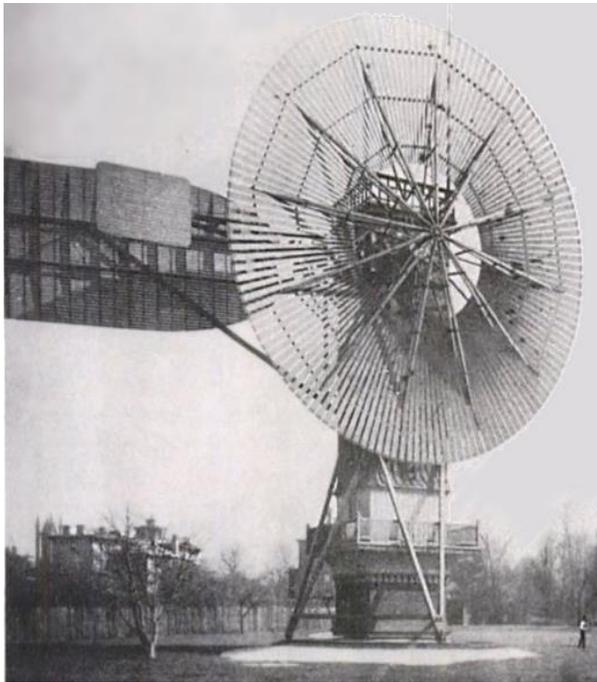


figura 5 - Primeira turbina eólica do mundo
Fonte [43]

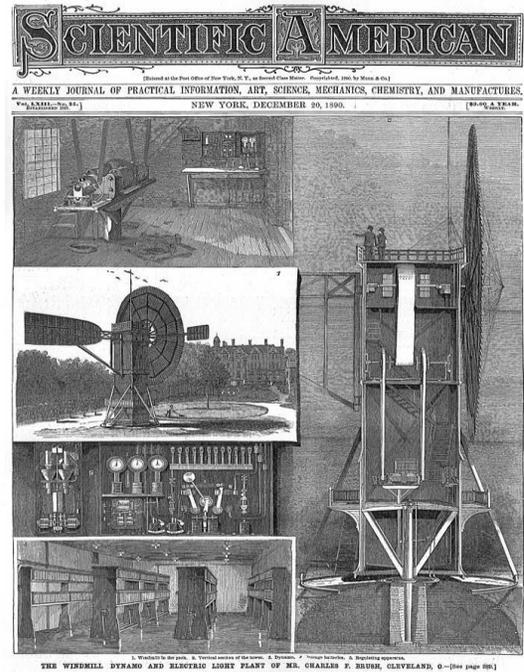


figura 6 - Revista Scientific American
Fonte [43]

Brush teve um artigo publicado na revista Scientific American em 20 de novembro de 1890, figura 6, onde detalhou sua invenção. Sua turbina eólica possuía 18,2 metros de altura, 17 metros de diâmetro e contava com um dínamo (gerador de corrente elétrica contínua) de 12 kW, [43].

Após o sucesso da turbina eólica de Brush, essa tecnologia começou a se espalhar pelos EUA. No entanto, com a corrida mundial pelo petróleo a evolução das turbinas eólicas ficaram num segundo plano, já que a geração de energia elétrica com combustíveis fósseis era mais vantajosa e barata naquela época nos EUA. Apesar disso, durante a segunda guerra mundial, na década de 1940, foi construída a maior turbina eólica fabricada até então, mostrada na figura 7. Com potência de 1,25 MW ela possuía

duas pás. Ela foi instalada no monte Vermont, localizado numa região da Nova Inglaterra, nos EUA, e alimentava a rede elétrica da região [44].



figura 7 - Primeira grande turbina eólica 1,25MW
Fonte [44]

2.2 VENTO

A energia eólica é uma das fontes mais abundantes e exploráveis entre as formas de geração de energia elétrica. Como ela provém do vento, essa energia é gerada pelas diferenças na pressão atmosférica, com o ar se deslocando da área de maior pressão para a área de menor pressão. Essas diferenças de pressão são resultantes do aquecimento da atmosfera e do movimento rotacional da Terra, figura 8, [45].



figura 8 - Formação dos ventos

Sendo o vento o insumo das turbinas eólicas, para a instalação de um parque eólico é imprescindível uma análise detalhada das variações da intensidade do vento no local. Para isso são necessários o levantamento de dados de medições dos últimos 10 anos embora, medidas a partir de 3 anos já sejam consideradas confiáveis. No caso de turbinas eólicas para residências, a variação de velocidade do vento de um ano já tem sido considerada suficiente para uma análise que permita determinar a potência média do vento que essa localidade disponibiliza, sendo possível estimar o tipo de turbina eólica a ser instalada [45].

Essas medições são realizadas com anemômetros instalados na localidade para medir a variação da velocidade de vento, figura 9. Com ele é possível analisar os dados de velocidade do vento e estabelecer velocidades média, mínima e máxima do vento, bem como a quantidade de turbulências que existe no local em tempo real, com intervalos regulares, geralmente definidos em 10 minutos [45,46].



figura 9 - Anemômetro com sensor de direção
Fonte [46]

Para uma análise do intervalo de tempo em que uma dada velocidade de vento ocorrerá em uma dada localidade, pode-se usar como aproximação a expressão 2.1. Com ela obtém-se o tempo (t) em que uma dada velocidade de vento ocorrerá por ano, apenas levando em consideração a velocidade do vento (v) e a média anual da velocidade de vento (\bar{v}) [14,38,47–49].

$$t = 8760 \frac{\pi v}{2 \bar{v}^2} \exp\left(\frac{-\pi v^2}{4 \bar{v}^2}\right) \quad 2.1$$

No entanto, para determinar a probabilidade em que cada velocidade de vento ocorrerá, é necessário utilizar a Função de Weibull, que leva em consideração o fator de forma (k), fator de escala (C) e a velocidade do vento (v), como mostra a equação 2.2, [14,38,47–49].

$$f(v) = \left(\frac{k}{C}\right) \left(\frac{v}{C}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{C}\right)^k\right] \quad 2.2$$

Também conhecida como probabilidade de Weibull, essa função ao se fixar o valor 8 para o fator de escala e variar os fatores de forma em 1, 2 e 3, resulta a figura 10 onde se apresentam os gráficos resultantes [14,38,47–50].

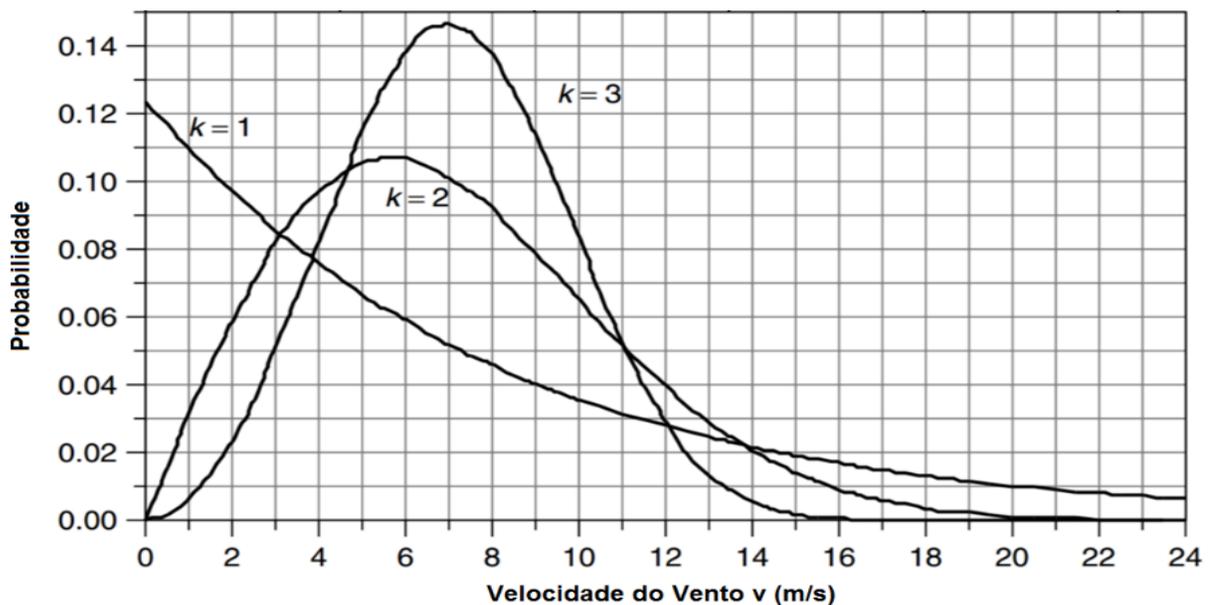


figura 10 - Curva de Weibull
Adaptado de [50]

2.3 POTENCIAL EÓLICO

A potência disponível no vento leva em consideração a massa específica do ar³ (ρ), a área de varredura da turbina (A) e a velocidade de vento (V_∞) e, é dada pela equação 2.3, [14,38,47–49,51].

$$P_e = \frac{1}{2} \rho A V_\infty^3 \quad 2.3$$

Na equação 2.3 pode-se observar que, quando a velocidade do vento aumenta a potência disponível no vento aumenta seguindo uma função cúbica. Sendo assim, duplicando a velocidade do vento, a potência aumentará em um fator de oito [14,38,47–49,51].

Outro fator que se altera, porém em menores proporções em relação ao aumento da velocidade do vento, é a massa específica do ar, cujo valor depende da altura (z) e da temperatura (T), como mostra a equação 2.4, [14,38,47–51].

$$\rho = \frac{352,98 \left(1 - \frac{z}{45271}\right)^{5,2624}}{273,15 + T} \quad 2.4$$

2.4 TURBINAS EÓLICAS

As turbinas eólicas ou aerogeradores, são sistemas que convertem a energia cinética do vento em energia mecânica. O funcionamento das turbinas eólicas se dá através da energia cinética do vento que, ao passar pelas pás da turbina ocasiona uma pressão, fazendo com que elas girem. A potência (P) de uma turbina eólica é descrita como sendo o produto entre a massa específica do ar, a área de varredura da turbina, o

³ O valor da massa específica do ar à nível do mar e a 15°C, segundo a ISA (International Standard Atmosphere), é de 1,225 kg/m³.

coeficiente de potência (C_p) e a velocidade do vento de entrada (V_{VE}), resultando na expressão 2.5, [14,38,47,51,52].

$$P = \frac{1}{2} \times \rho \times A \times C_p \times V_{VE}^3 \quad 2.5$$

A velocidade angular (ω) é a relação entre a razão de velocidade de ponta de pá (λ) e a velocidade de vento de entrada (V_{VE}) pelo raio da turbina (R), conforme a expressão 2.6, [47,51,52].

$$\omega = \frac{\lambda \times V_{VE}}{R} \quad 2.6$$

Sabendo que a potência de uma turbina eólica é o torque multiplicado pela velocidade angular ($P = M \times \omega$), correlacionando as expressões 2.5 e 2.6 tem-se a expressão 2.7 do torque da turbina [47,51,52].

$$M = \frac{\frac{1}{2} \times \rho \times \omega^2 \times R^3 \times A \times C_p}{\lambda^3} \quad 2.7$$

A conversão das energias ocorre passando da energia cinética da massa de ar (rotação das pás da turbina) para energia mecânica (multiplicação através da caixa de engrenagem) e, após, para a energia elétrica (gerador) a qual passa por uma subestação e é distribuída à rede elétrica, como mostrado esquematicamente na figura 11.

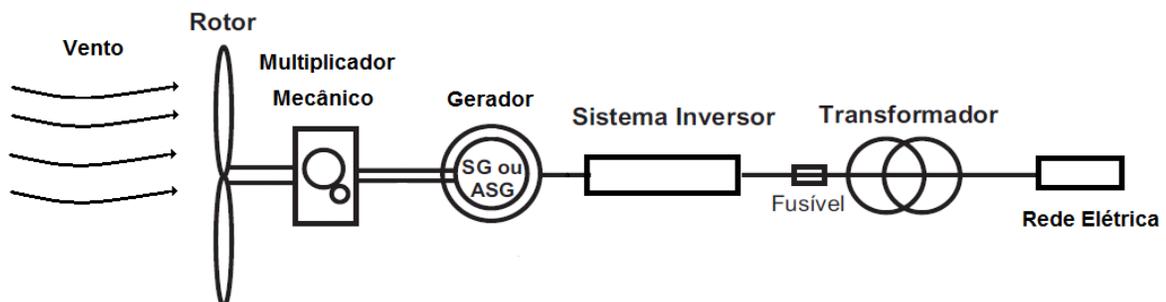


figura 11 - Configuração simplificada de uma turbina eólica horizontal

Empresas, como a Vestas e a Nordex preferem utilizar a caixa de multiplicação em suas turbinas eólicas de eixo horizontal, como pode ser visto na figura 12. Em geral, as turbinas que utilizam caixa de multiplicação são mais robustas do que as que não a utilizam. Essas turbinas eólicas não necessitam de sistemas complexos de conversão eletrônica, entretanto, acarretam manutenções mais periódicas [53].

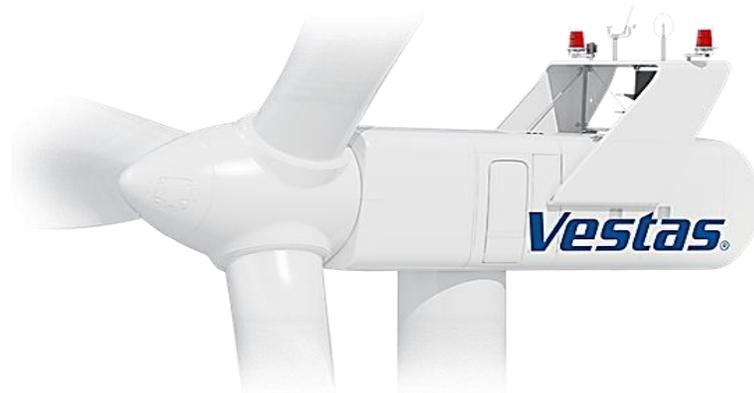


figura 12 - Turbina eólica Vestas com caixa de multiplicação
Fonte [53]

Outras empresas, como a Enercon Windpower (Wobben, no Brasil), figura 13, optam por não utilizarem caixa de multiplicação, que aumenta a rotação do gerador. Por esta razão, elas são mais compactas em relação às turbinas eólicas que utilizam caixa de multiplicação. No entanto, para turbinas eólicas como da Enercon, existe uma complexidade maior na conversão eletrônica que transforma a velocidade angular da turbina em frequência elétrica utilizável na rede elétrica [54].



figura 13 - Turbina eólica Enercon sem caixa de multiplicação
Fonte [54]

2.5 TIPOS DE TURBINAS EÓLICAS

As turbinas eólicas são classificadas em relação ao sentido de rotação, dimensões e potência e são de eixo horizontal ou de eixo vertical [50,54].

2.5.1 Turbinas eólicas de eixo horizontal (TEEH)

Normalmente as turbinas de eixo horizontal são máquinas de grande porte e de grande potência, utilizadas para a geração de energia elétrica em parques eólicos conectados ao Sistema Interligado Nacional (SIN) ou regiões isoladas. As turbinas eólicas de eixo horizontal são classificadas como upwind “barlavento” (rotor à frente) ou downwind “sotavento” (rotor atrás) como mostrado na figura 14, [50,56,59].

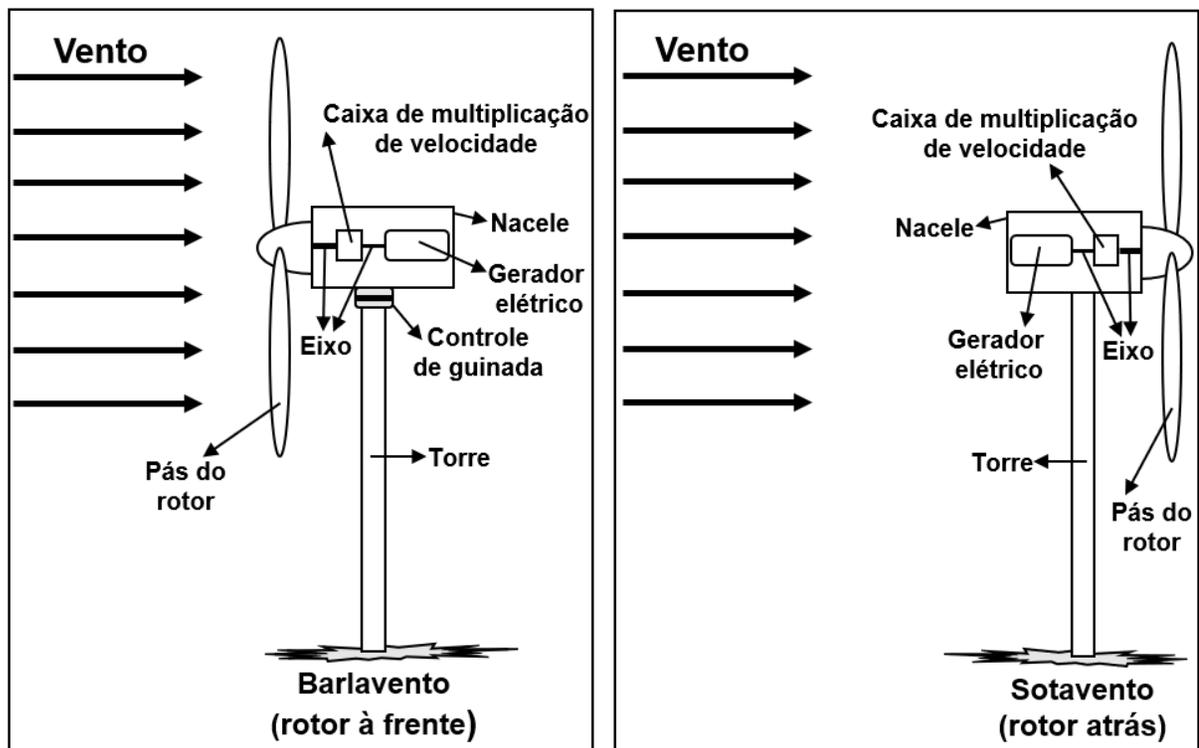


figura 14 - Tipos de turbina eólica de eixo horizontal

Nas turbinas eólicas do tipo sotavento, o rotor recebe o vento na parte de trás. Eles são auto-orientável e as pás são mais flexíveis do que as barlavento. No entanto, as turbinas eólicas de eixo horizontal mais utilizadas e eficientes são as barlavento de três pás. Nelas o vento passa pela parte frontal da turbina. As pás são rígidas e o rotor é orientado segundo a direção do vento através de um dispositivo motor chamado de Yaw Control (controle de guinada), figura 15, [57].



figura 15 - Yaw control (controle de guinada)
Fonte [58]

2.5.2 Turbinas eólicas de eixo vertical (TEEV)

Funcionam geralmente próximas do solo e têm o benefício de permitirem a colocação de equipamentos pesados, como a caixa de multiplicação e o gerador, perto do nível do solo, diferentemente das turbinas eólicas de eixo horizontal que ficam no alto de uma torre, numa “casa de máquinas” chamada de nacelle. Como os ventos são de menores velocidades perto do nível do solo, as TEEV capturam menos energia eólica do que as horizontais, que são instaladas em grandes alturas [50,55,56].

Os benefícios de uma turbina eólica de eixo vertical em relação aos de uma turbina eólica de eixo horizontal são: ela não necessita de mecanismos sofisticados para capturar o vento, já que aproveita o vento em todas as direções (multidirecionais), podem ser instaladas muito mais próximas umas das outras, dentro de parques eólicos, permitindo assim, a instalação de mais turbinas eólicas em uma mesma área, aproveitam

melhor os ventos turbulentos, geram menores forças sobre a estrutura de suporte e emitem menos ruídos [50,55,56].

As TEEV também não necessitam de grandes velocidades de vento para produzirem energia elétrica, portanto podem estar mais perto do solo onde a velocidade do vento é menor. Além do mais, estando mais próxima do solo, o seu controle e manutenção são mais fáceis de serem realizados, diminuindo assim os custos. Podem também, serem instaladas em estruturas mais altas, como prédios e postes de energia elétrica [50,55–57].

Os principais tipos de turbinas eólicas de eixo vertical são mostrados na figura 16 e são as seguintes: Savonius, Darrieus, Giromill ou (Rotor H) e Helicoidal [16,58,59].

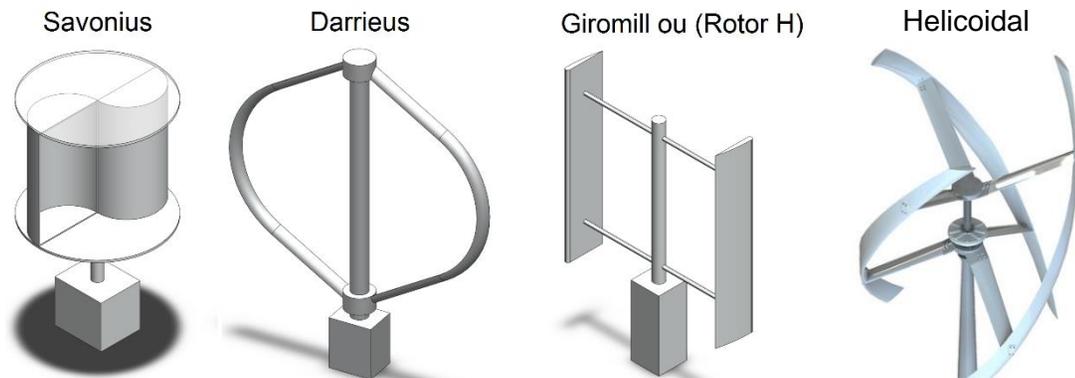


figura 16 - Tipos de turbinas eólicas de eixo vertical

2.5.2.1 Turbina Savonius

A turbina eólica Savonius é uma das mais simples que existem. É um dispositivo de arrasto que consiste geralmente de duas partes que lembram tambores cortados ao meio em posições opostas podendo, entretanto, ter mais de duas partes. O arrasto diferencial é o que faz com que a turbina eólica Savonius gire. Por serem dispositivos do tipo arrasto, este tipo de turbina extrai menos de 25% de energia do vento, valor este muito menor do que a energia eólica extraída por outros tipos de turbina eólica de eixo vertical, que podem extrair de 30% a 45% da energia disponível de vento no local de sua instalação [16,55,58,59].

2.5.2.2 Turbina Darrieus

A turbina Darrieus, da figura 16, é composta por um rotor vertical e por duas ou três pás curvadas. Um motor elétrico de pequena potência é necessário para iniciar a sua rotação, uma vez que ela não é de auto partida. Quando adquire velocidade suficiente, o vento que passa através das pás gera torque e o rotor é impulsionado. A turbina Darrieus é então alimentada pelas forças de sustentação produzidas pelas pás. As pás permitem que a turbina atinja velocidades superiores à velocidade real do vento, o que a torna bem adaptada à geração de eletricidade quando houver vento turbulento. Esse tipo de turbina eólica necessita de cabos de aço para sua sustentação [16,55,58,59].

2.5.2.3 Turbina Giromill ou Rotor H e Helicoidal

A turbina Giromill ou Rotor H, apresentada na figura 16, utiliza o mesmo princípio da turbina eólica Darrieus para capturar a energia do vento, no entanto, utiliza duas, três ou mais pás retas unidas individualmente ao eixo vertical, ao invés das lâminas curvadas. O tipo de turbina eólica de eixo vertical, denominada Helicoidal, é também considerada uma turbina Rotor H, no entanto, suas pás são helicoidais ligadas em torno do eixo vertical para diminuir o torque inicial [16,55,58,59].

2.5.3 Teoria de Betz e escoamento de ar das turbinas eólicas

Segundo a teoria de Betz, o rendimento máximo que uma turbina eólica pode extrair do vento em um caso ideal, sem considerar perdas, é de 59%. A referência [62] aponta o equacionamento desta teoria. Betz refere-se à velocidade do vento que flui através da turbina eólica como: a média entre as velocidades na parte frontal (velocidade máxima e velocidade antes do contato com as pás) e atrás (velocidade logo após o contato com as pás e velocidade de fluxo livre da esteira da turbina eólica) sendo essas velocidades descritas detalhadamente em [36] e [59].

Ao passar através da turbina eólica o ar tem velocidade e pressão reduzidas. Esses fenômenos ocorrem de forma diferente para cada turbina eólica e dependem de diversos fatores como: velocidade do vento, velocidade de rotação da turbina, perfil da pá, ângulo de ataque, área de varredura, entre outros. Com isso, de uma forma geral, ao passar pelas pás da turbina o ar se expande ocasionando desordenamento da esteira gerada por uma TEEH figura 17 e por uma TEEV figura 18, [59,62–64].

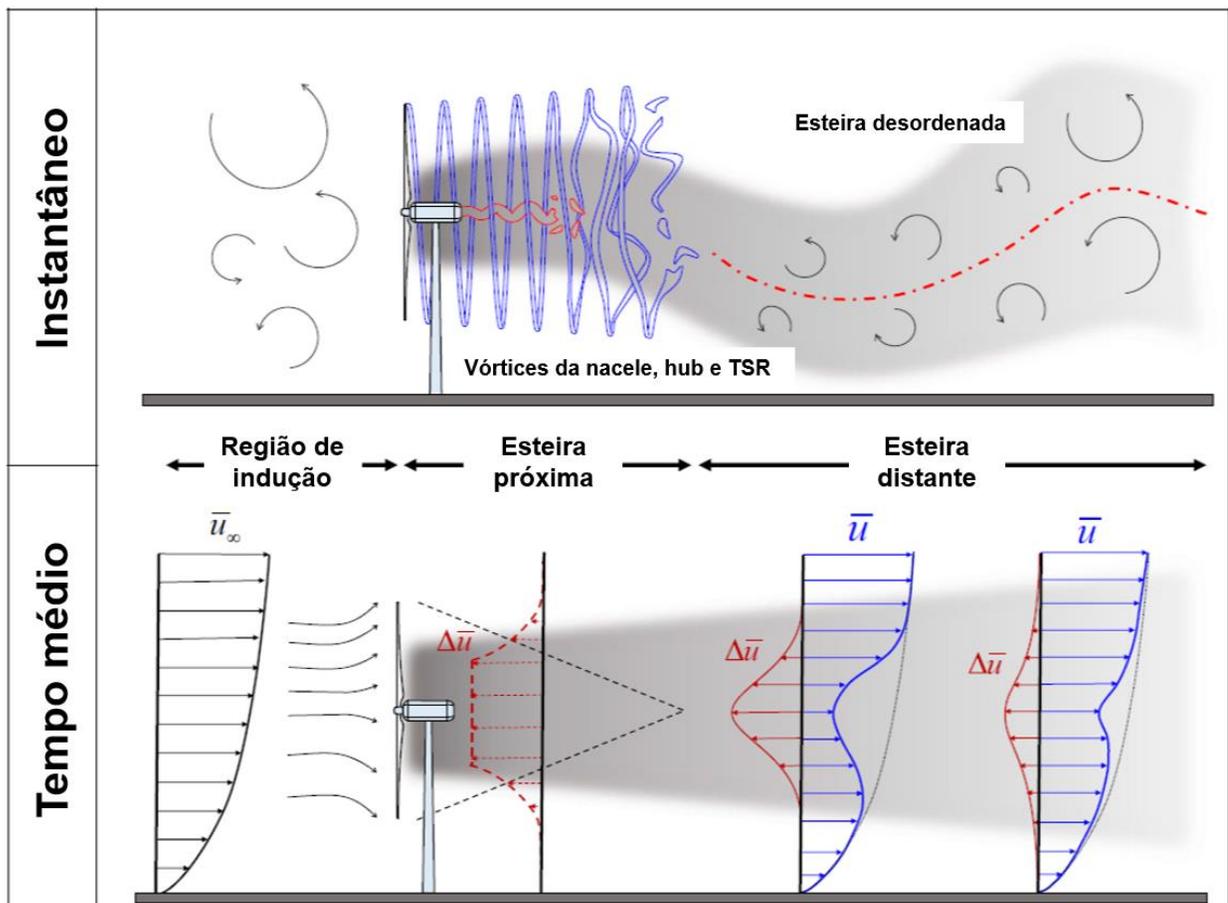


figura 17 – Escoamento de ar em uma TEEH
Adaptado de [64]

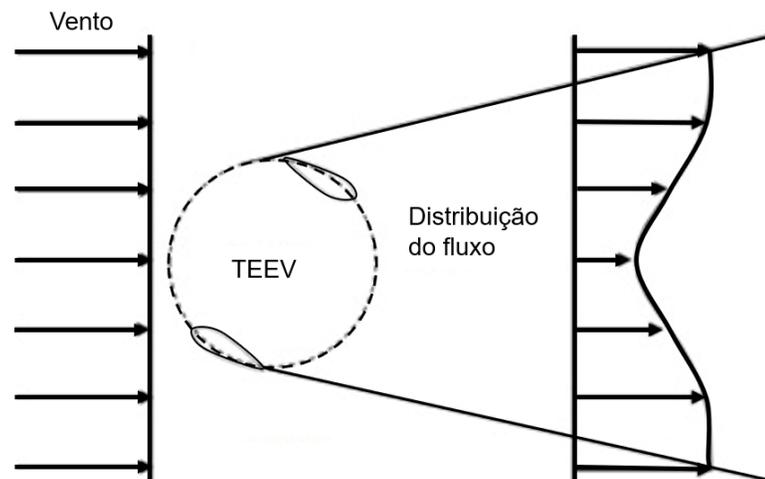


figura 18 - Escoamento de ar em uma TEEV
Adaptado de [63]

O escoamento de ar ocasionado por turbinas eólicas tem de ser considerado em uma instalação, pois são prejudiciais a todos os tipos de turbinas. Na instalação de parques eólicos, a distância mal calculada entre as turbinas pode afetar diretamente o rendimento das posteriores. Para que se obtenha o máximo rendimento dos aerogeradores, a separação lateral mínima entre turbinas eólicas deve estar entre 2 e 5 vezes seu diâmetro, enquanto que a separação na direção dominante do vento deve estar entre 5 e 10 vezes seu diâmetro, figura 19, [59,65].

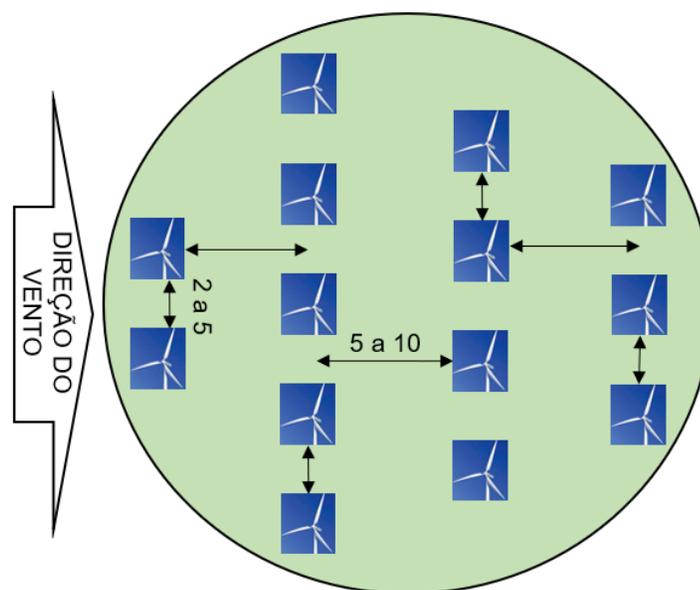


figura 19 - Distâncias de segurança entre turbinas eólicas

Quando uma turbina eólica extrai energia do vento, esse fluido, ao passar através das pás da turbina perde parte de sua energia cinética. Com isso, como descrito em [67], o fluxo de ar através da turbina eólica diminui gradualmente, ou seja, o valor da velocidade do vento ascendente u_∞ passa a um valor médio da velocidade do vento à jusante na esteira u_w . A pressão estática aumenta seu valor ascendente p_∞ para um valor p_d^+ imediatamente à frente da turbina eólica e, logo após passar pelas pás cai a um valor p_d^- , associado à força axial exercida pela turbina eólica. A pressão gradualmente se recupera na esteira para o valor de fluxo livre p_∞ , como pode ser visto na figura 20. A relação entre velocidade de vento e pressão pode ser mais bem compreendida em [52].

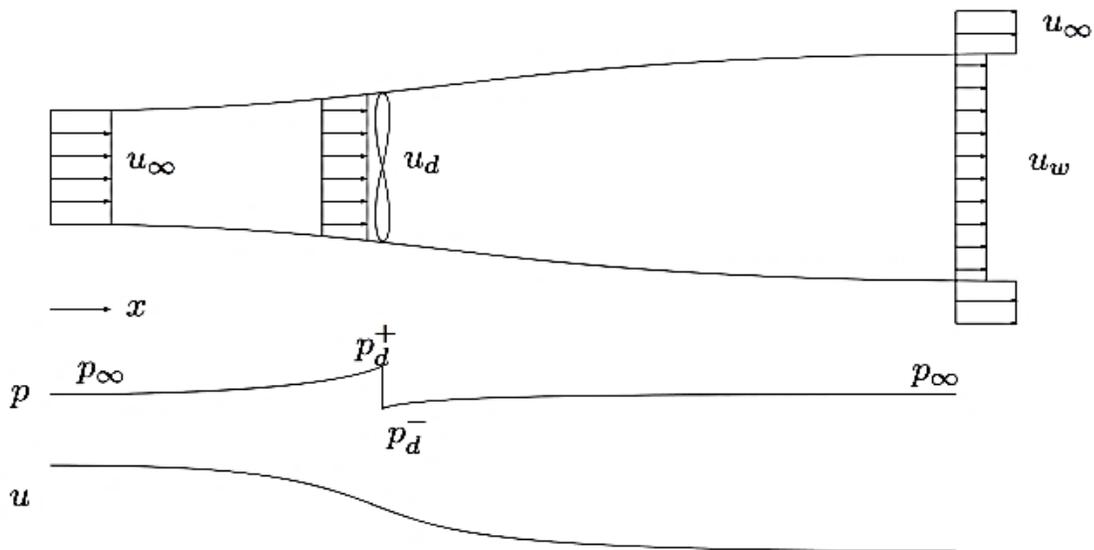


figura 20 - Limite de pressão e de velocidade do vento em uma TEEH
Fonte [67]

Na figura 21 mostra-se a formação da esteira após a passagem do ar pelas pás de uma TEEH. À medida que o vento se desloca para jusante da turbina, a camada de cisalhamento se expande, a pressão aumenta e a velocidade dentro da esteira diminui até a pressão ambiente ser atingida novamente. O comprimento desta região de expansão aumenta conforme acréscimo do coeficiente de torque conforme detalhado em [52].

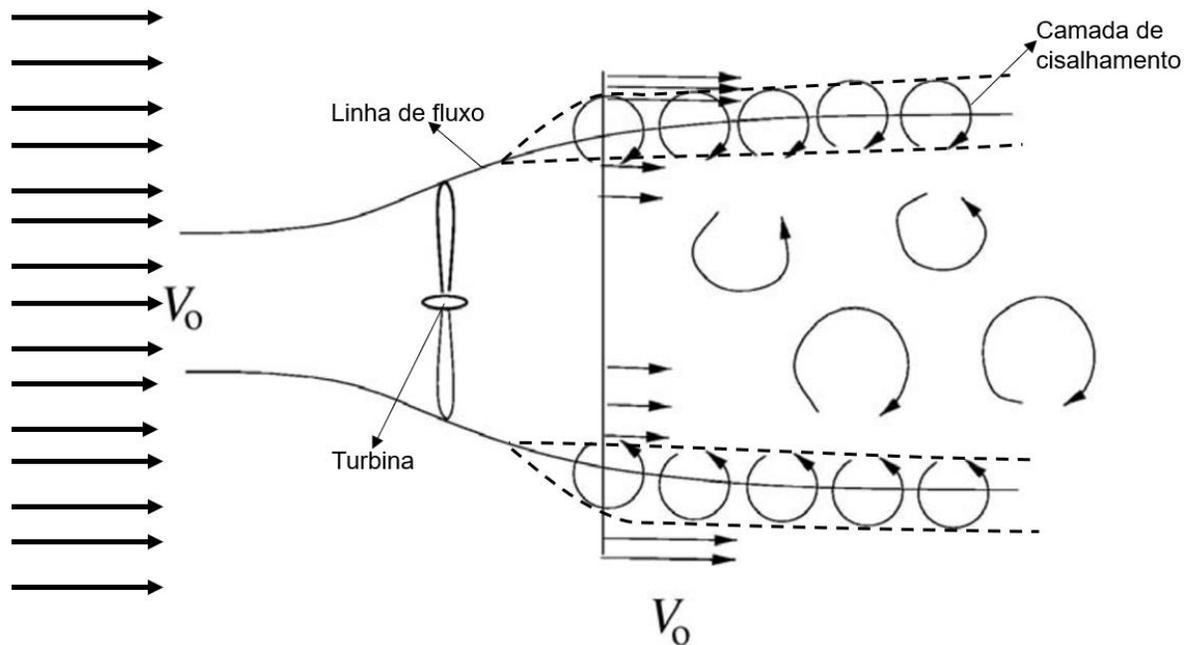


figura 21 - Formação de esteira de uma TEEH
Adaptado de [52]

2.6 MICROGERAÇÃO E MINIGERAÇÃO EÓLICA DE ENERGIA ELÉTRICA

Microgeração e minigeração são termos utilizados nos estudos de geração de energia elétrica por fontes renováveis, em níveis baixos e médios. Inclui a geração em pequena escala de energia elétrica por indivíduos, pequenas empresas e comunidades para atender as suas próprias necessidades [68,69].

Segundo a Resolução Normativa N° 687 de 24 de novembro de 2015, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que altera a Resolução Normativa N° 482 de 17 de abril de 2012, também da ANEEL, tem-se como micro e minigeração o seguinte:

“ I - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras; ” [70]

“ II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas

ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;” [70]

As turbinas eólicas de pequeno porte, podem também, serem integradas na rede elétrica local ou operarem como dispositivos fora da rede, utilizando como suporte bancos de baterias para quando não houver vento.

Com o desenvolvimento de novas tecnologias de turbinas eólicas, a microgeração eólica tornou-se uma possibilidade real, contribuindo para que todos possam fazer parte desse novo conceito de geração, colaborando também, na redução do consumo de eletricidade da rede elétrica pública. Com sistemas de microgeração, o consumidor consegue gerar energia elétrica através de sua própria turbina eólica, podendo a geração excedente ser entregue à rede elétrica caso esteja conectada à rede. Essa conexão é realizada pela companhia de energia elétrica conforme a Resolução Normativa ANEEL nº 482/12, de 17 e Abril de 2012. Para esta conexão é necessária a instalação de um medidor bidirecional, o qual gerencia o que foi entregue a rede pública e o que foi consumido pela residência, sendo a diferença o valor a ser pago pelo consumidor [71,72].

Diversos modelos de turbinas eólicas de baixa potência estão disponíveis no mercado em todo o mundo. Uma desvantagem das turbinas eólicas de baixa potência é a menor eficiência em relação às turbinas eólicas de maiores potenciais, sendo que o investimento nas grandes turbinas, dependendo da localidade, pode ser amortizado em poucos meses, enquanto as turbinas eólicas de baixa potência podem levar alguns anos para recuperar o seu investimento, similarmente ao que ocorre com a instalação de painéis fotovoltaicos em residências [72].

2.7 PÁS DE TURBINAS EÓLICAS

A pá de uma turbina eólica é o principal componente de conversão da energia cinética das massas de ar em energia rotacional mecânica no eixo da turbina, para transformação final em energia elétrica pelo gerador elétrico. Dessa forma, o formato dos perfis das pás é decisivo para o desempenho da turbina eólica. Por este motivo a pá tem de ser

adequadamente projetada de acordo com cada localidade de instalação de uma turbina eólica, dado que a velocidade do vento local tem influência sobre as dimensões de projeto e no seu perfil geométrico.

As pás mais conhecidas são do padrão NACA (National Advisory Committee for Aeronautics). A NACA foi criada pelo governo americano em 1917, sendo considerada uma referência no desenvolvimento de aviões. Em 1958, a então NACA passou a ser denominada NASA (National Aeronautics and Space Administration) [73,74].

As pás padronizadas pela NACA utilizam números para representar seus perfis, como exemplo no perfil 0024, o primeiro dígito representa o quanto de “cambagem” ou “arqueamento” máximo terá o perfil, em porcentagem da corda, ou seja, quão assimétrico é o perfil. Nesse caso “0” indica um perfil simétrico. O segundo dígito informa o local onde do ponto máximo de arqueamento, a partir do bordo de ataque, sendo os perfis simétricos, sempre “00”. Já os dois últimos dígitos correspondem à espessura do perfil, em porcentagem, em relação à corda, tendo esse perfil 24% [73–75].

2.7.1 Classificação das pás

As pás são classificadas em duas categorias: assimétricas e simétricas. A cambagem (arqueamento) de um perfil determina o tipo da pá, sendo as assimétricas utilizadas em TEEH e as simétricas utilizadas em TEEV.

2.7.1.1 Pás assimétricas

As pás assimétricas são usualmente utilizadas em turbinas eólicas de eixo horizontal e possuem dimensões diferentes ao longo de seu comprimento como pode ser visto na figura 22. Essa diferença de tamanho entre a raiz, que é fixa ao aerogerador, e a ponta da pá, muda de empresa para empresa. Além disso, a pá é dimensionada de acordo com o local e o tipo de vento predominante na região onde será instalada a turbina eólica, a fim de maximizar seu desempenho.

Outra característica marcante dos perfis assimétricos é em relação à diferença de pressão existente, sendo ela maior na parte inferior da pá, onde se apresenta

uma menor incidência de vento, as quais são mostradas pelas setas vermelhas (setas inferiores), enquanto as setas azuis (setas superiores), representam uma maior velocidade do vento e uma menor pressão figura 23, [36,72,74,75].

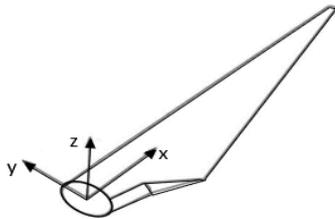


figura 22 – Pá assimétrica
Fonte [52]

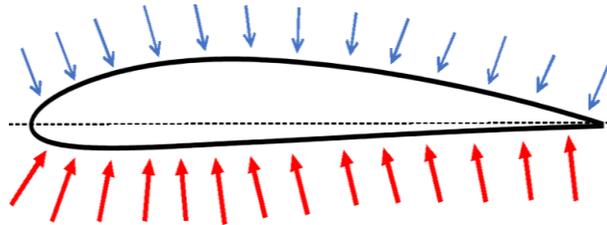


figura 23 - Distribuição de pressão nos perfis assimétricos

2.7.1.2 Pás simétricas

As pás de perfis simétricos são utilizadas exclusivamente em turbinas eólicas de eixo vertical, uma vez que a pressão e a velocidade em que o vento passa pela pá são de valores similares, como mostrado na figura 25 através das setas azuis (setas inferiores e setas superiores).

Diferentemente das pás assimétricas que possuem tamanhos diferentes entre a raiz e a ponta da pá, as pás simétricas possuem a mesma dimensão em todo seu comprimento, como pode ser visto na figura 24, [36,73].



figura 24 – Pá simétrica

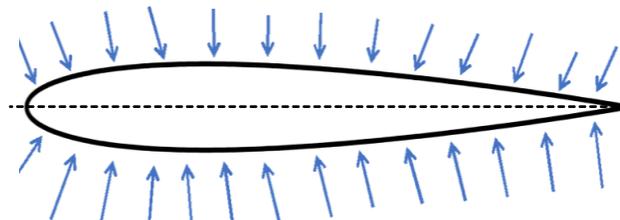


figura 25 - Distribuição de pressão nos perfis simétricos

3. PROPOSTA DE UM NOVO SISTEMA DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA RESIDENCIAL A PARTIR DA ENERGIA EÓLICA

3.1 SISTEMA DE GERAÇÃO EÓLICO PROPOSTO

A turbina eólica proposta neste trabalho é do tipo Rotor H e a escolha se deu pela sua relativa simplicidade construtiva e maior facilidade de implementação, uma vez que modificações foram realizadas, constantemente, durante os testes experimentais em túnel de vento.

Neste trabalho desenvolveu-se um novo sistema de geração de energia elétrica, a partir da energia eólica, para uso residencial. O novo sistema de geração eólica é constituído de um novo arranjo de turbinas eólicas e gerador elétrico com indutor e induzido móveis. A turbina foi denominada (TEiiM) e é apresentada de maneira simplificada na figura 26. O gerador elétrico proposto neste trabalho funciona de maneira diferente dos demais geradores existentes atualmente. Ele será descrito mais à frente, porém seu projeto e construção não fazem parte deste trabalho de pesquisa, ele será desenvolvido em trabalho futuro. Diferente da TEiiM, uma TEEV convencional possui apenas um conjunto de eixo e pás girando em um único sentido, como se mostra na figura 27.

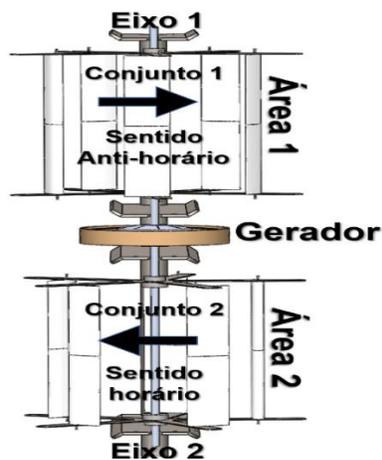


figura 26 - Turbina eólica TEiiM



figura 27 – Turbina eólica Vision Air 3

Fonte [79]

O torque necessário para fazer com que uma turbina eólica gire é proporcional ao seu peso e à área de varredura da turbina. A relação entre a área e o peso de uma turbina eólica de baixa potência é uma das partes mais relevantes em um projeto, isto porque ela representa a dificuldade que é imposta por seu peso para que o movimento aconteça.

As turbinas eólicas só saem de seu estado estacionário se houver vento com intensidade adequada para que o giro aconteça pois, quanto maiores forem a área e o peso, mais potente terá de ser a corrente de ar para acioná-las e, conseqüentemente, aumentam os custos do projeto, sendo necessária a instalação da turbina eólica em alturas maiores onde a velocidade do vento seja maior.

Correlacionado à altura de instalação de uma turbina eólica de eixo vertical convencional com a altura de instalação de uma TEiiM de mesma potência, a TEiiM poderá ser instalada em alturas inferiores. Isto é possível porque, pela forma construtiva com que ela foi projetada, com dois conjuntos de eixo e pás, que giram em sentidos opostos, fará com que a rotação do gerador elétrico seja maior.

A turbina eólica convencional Vision Air 3, mostrada na figura 27, possui altura de 3,2 m, diâmetro de 1,8 m e área total de 5,76 m². Esta turbina, segundo o fabricante, necessita de ventos da ordem de 11 m/s para produzir 400 W de potência nominal à uma rotação de 200 rpm [79].

Comparando as informações da Vision Air 3, como exemplo de projeto teórico da TEiiM para a mesma potência, 400 W, ela deverá ser desenvolvida de tal modo que cada conjunto, separadamente, tenha metade da potência total da Vision Air 3, ou seja, cada conjunto deverá ser projetado para produzir 200 W de potência que serão somados internamente ao gerador elétrico e, este produzirá 400 W de potência na saída. Dessa forma, cada conjunto da TEiiM será construído separadamente com altura de 1,6 m, diâmetro de 1,8 m, possuindo área total de 2,88 m², cuja soma das áreas dos dois conjuntos equivale a área da Vision Air 3. Esta comparação considera a mesma velocidade de vento nominal de 11m/s informada pelo fabricante da Vision Air 3.

Nesta comparação entre as turbinas, pode-se observar, também, que a TEiiM, possuindo uma área menor, o seu volume será proporcionalmente menor. Sendo assim, a TEiiM sairá da inércia com menores velocidades de vento uma vez que, empregará

duas vezes menos torque para iniciar o giro em comparação com a turbina Vision Air 3 de mesma potência. Dessa forma, a TEiiM irá alcançar a geração nominal do gerador elétrico em menor tempo, de modo que produzirá maior quantidade de energia elétrica durante um mesmo período. A energia elétrica fornecida por uma turbina eólica de eixo vertical, considera a potência desenvolvida durante um período, sendo este período, o tempo em o vento está soprando na velocidade nominal do gerador. Outro exemplo de comparação é referido no APÊNDICE A.

Em uma instalação na qual duas turbinas eólicas convencionais, cada uma com seu próprio gerador elétrico, são instaladas em um mesmo local, sendo a soma das potências dessas duas turbinas igual a potência de uma turbina TEiiM, por exemplo, duas turbinas de 200 W cada e uma turbina TEiiM de 400 W, é necessário levar em consideração dois sistemas de conversão, um para cada turbina, o custo de dois geradores, duas estruturas e duas bases a serem construídas. Também é necessário considerar uma distância de segurança como mostrou-se na representação da figura 19, onde a esteira gerada por uma das turbinas não venha a afetar o funcionamento da outra turbina.

Analisando o custo de produção de uma turbina eólica, o gerador elétrico de uma turbina eólica para microgeração de energia elétrica custa entre 60% e 70% do custo final da turbina (informação verbal)⁴, sem considerar a estrutura de sustentação da turbina e a instalação.

Com o objetivo de evidenciar a comparação entre a esteira gerada por duas turbinas eólicas convencionais, estando estas posicionadas a uma distância equivalente a três vezes seu diâmetro, como apresentada na figura 28, e a esteira gerada pela turbina TEiiM, mostrada na figura 29, foi realizada uma simulação, usando o aplicativo computacional SolidWorks Flow Simulation, para elucidar o comportamento da velocidade do vento ao atingir cada uma das turbinas.

Na simulação da figura 28 constata-se que a primeira turbina ao receber o vento em sua totalidade e sem interferências, ocasiona uma barreira que diminui a velocidade em que o vento atinge a segunda turbina, como pode ser observado pelas cores da referência de velocidade do vento. A primeira turbina é atingida com velocidade de vento de 10,1 m/s e a segunda turbina é atingida por velocidade de vento de 7,1 m/s,

⁴ Informação fornecida pela empresa ENERSUD em contato telefônico, em maio de 2019.

ocasionando uma diminuição da velocidade de vento em 3 m/s, logo, prejudicando o melhor funcionamento da segunda turbina. No entanto, na simulação da figura 29 fica constatada que a esteira gerada por cada conjunto de eixo e pás da TEiiM, não interfere no funcionamento da turbina pois, são posicionadas verticalmente, recebendo os dois conjuntos a velocidade de vento máxima incidente de 10,7 m/s.

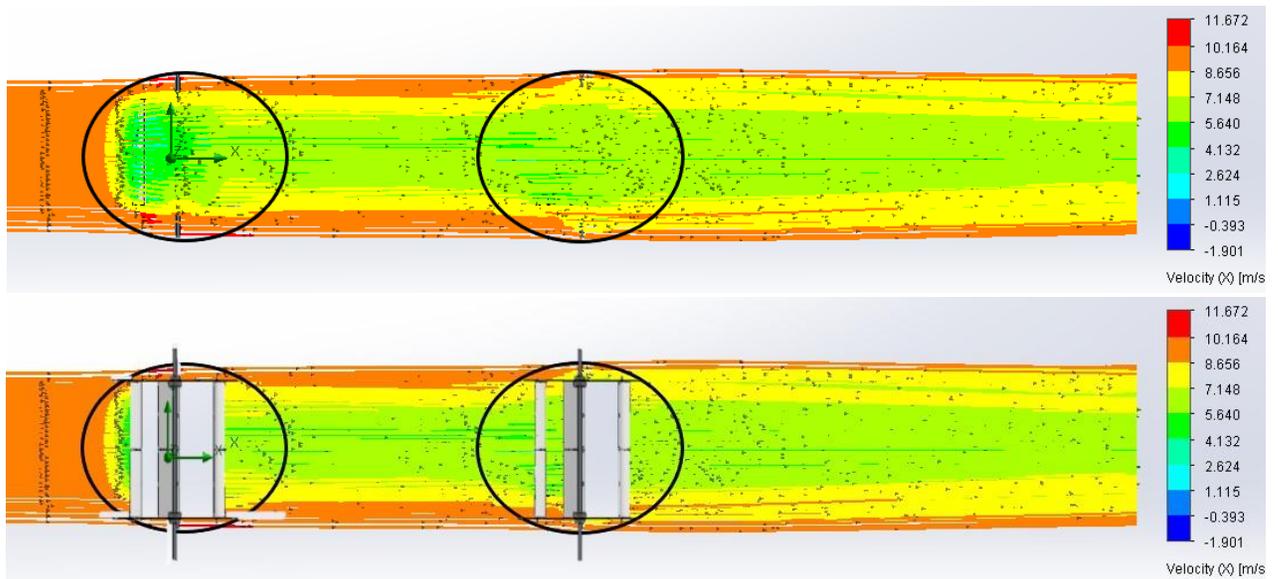


figura 28 - Linhas de fluxo do ar no contato com duas turbinas convencionais

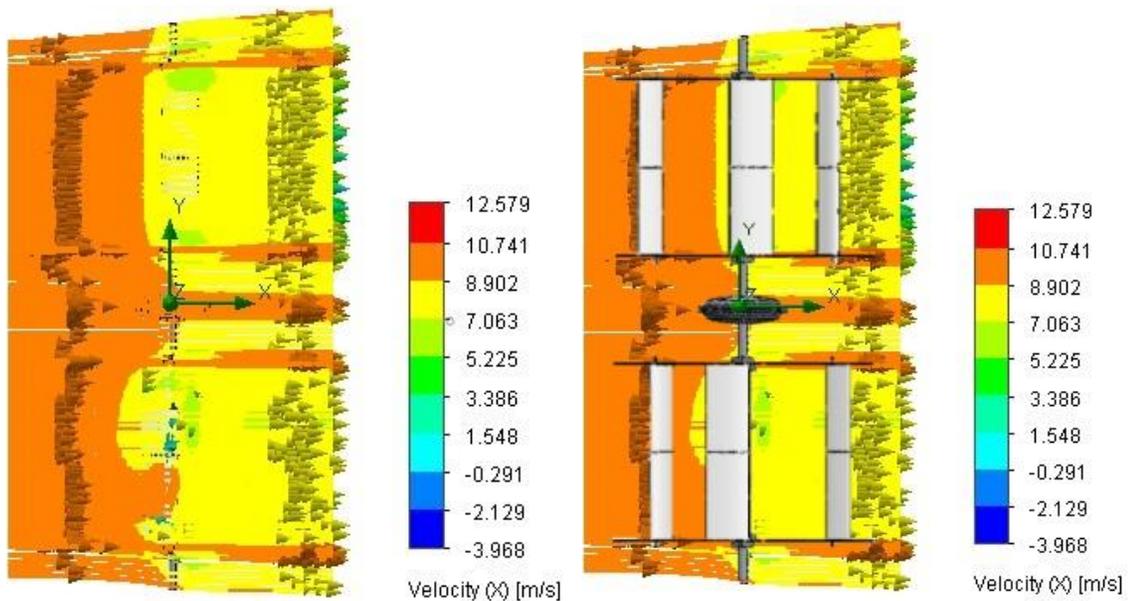


figura 29 - Linhas de fluxo do ar no contato com a TEiiM

A turbina proposta neste trabalho, figura 26, foi construída a partir do conceito de duas turbinas independentes. A primeira, onde fica o indutor do gerador (conjunto 1), está posicionada na parte superior e gira no sentido anti-horário, sendo sua potência dada pela expressão 3.1.

$$P_1 = \frac{1}{2} \times \rho \times A_1 \times C_{p1} \times V_{VE1}^3 \quad 3.1$$

A segunda turbina, onde fica o induzido do gerador (conjunto 2), está posicionada na parte inferior e gira no sentido horário, figura 26, sendo sua potência dada pela expressão 3.2.

$$P_2 = \frac{1}{2} \times \rho \times A_2 \times C_{p2} \times V_{VE2}^3 \quad 3.2$$

A potência gerada pela turbina TEiiM é diferente da potência gerada por uma TEEV convencional, mostrada na expressão 2.5. A potência da TEiiM é a soma das potências fornecidas pelo conjunto 1, expressão 3.1 e pelo conjunto 2, expressão 3.2. Sendo assim, a potência da TEiiM é dada pela expressão 3.3.

$$P_{TEiiM} = P_1 + P_2 \quad 3.3$$

Portanto, em um primeiro aspecto, a nova turbina eólica de eixo vertical TEiiM compreende, em sua configuração preferencial, dois eixos independentes, cada um com seus conjuntos de pás, que são responsáveis por transformar a energia cinética do vento em energia mecânica de rotação e, esta energia, em energia elétrica no gerador. O gerador por sua vez, possui um rotor (indutor) fixo ao primeiro eixo do conjunto 1 e um estator (induzido) móvel fixo ao segundo eixo do conjunto 2.

O gerador elétrico é o responsável pela conversão da energia mecânica em energia elétrica, sendo o gerador elétrico da TEiiM um gerador especial com indutor e o induzido móveis e independentes, para que possam rotacionar livremente em sentidos

opostos. Foi elaborado um sistema de conversão e posicionado entre os dois conjuntos. Nesta configuração este sistema é centralizado na parte externa do gerador e fixo na estrutura da base. Este sistema é compreendido por indutor (conjunto 1), induzido com braços coletores (conjunto 2), carcaça superior e carcaça inferior, proteção dos anéis e terminais em material isolante e os anéis coletores, os quais fazem a condução da energia elétrica, gerada através dos dois conjuntos girantes (indutor e induzido), para os terminais que estão fixos na estrutura. O gerador e o sistema de conversão são detalhados nos tópicos seguintes neste capítulo.

3.2 PROJETO, FABRICAÇÃO E INSTALAÇÃO

3.2.1 Projeto das pás

Cada perfil de pá apresenta características diferentes de coeficientes de sustentação e de arrasto para o mesmo vento. Isso ocorre devido aos vários tipos de ventos existentes, sendo as pás de uma turbina eólica projetadas de acordo com o vento da localidade onde será instalada a turbina.

Neste trabalho somente utilizou-se para análise os perfis simétricos porque eles são mais convenientes para instalação em turbinas eólicas de eixo vertical, pelo fato de apresentarem maior capacidade de auto partida (iniciar o giro) nessas turbinas.

As análises do coeficiente de arrasto e do coeficiente de sustentação foram realizadas usando o software livre XFLR5.

O software Javafoil foi utilizado para obter os valores separados dos coeficientes de arrasto e de sustentação para cada valor de número de Reynolds entre 10 mil e 500 mil.

Foram selecionadas, a partir da base de dados do sítio na internet chamado Airfoiltools, as coordenadas das pás a serem usadas para os desenhos no software SolidWorks. Esse sítio possui um extenso banco de dados que apresenta diversos perfis simétricos e assimétricos [75].

3.2.1.1 Análises dos perfis em Xfoil

A pá é parte importante no desenvolvimento de uma turbina eólica, pois é ela, com o perfil adequado para os ventos de uma dada região, quem determina o rendimento da turbina eólica [80,81].

O projeto das pás da turbina eólica TEiiM, consistiu, em um primeiro momento, na análise realizada no software XFOIL dos perfis simétricos padronizados NACA: 0012, 0018 e 0024. Os perfis são mostrados na figura 30. Esses perfis são os mais utilizados no desenvolvimento de turbinas eólicas de eixo vertical [54,67,78].

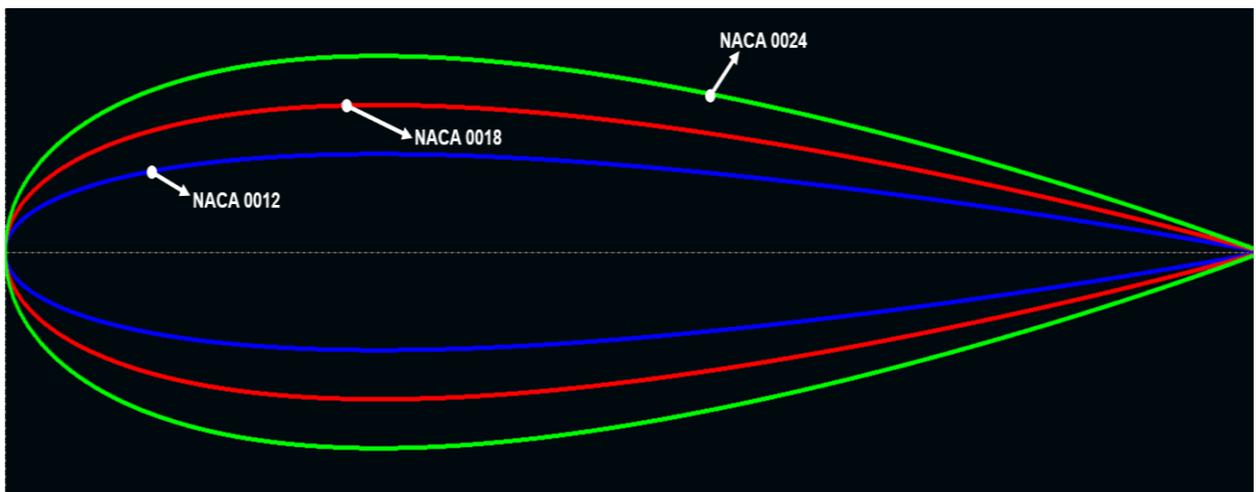


figura 30 - Perfis NACA

As análises foram realizadas com o valor fixo de número de Reynolds de 150.000. Com as análises desses perfis constatou-se no gráfico do coeficiente de sustentação em relação aos ângulos de ataque (figura 31) a superioridade dos perfis NACA 0018 e NACA 0024 em relação ao NACA 0012. Isso ocorre por esses perfis possuírem maior espessura, possibilitando maior sustentação durante o giro da turbina eólica, comparado à um perfil de menor espessura. Os valores de coeficiente de sustentação permanecem superiores à 1,18 nos dois perfis de maior espessura, principalmente nos ângulos de ataque mais elevados entre 10° e 16° .

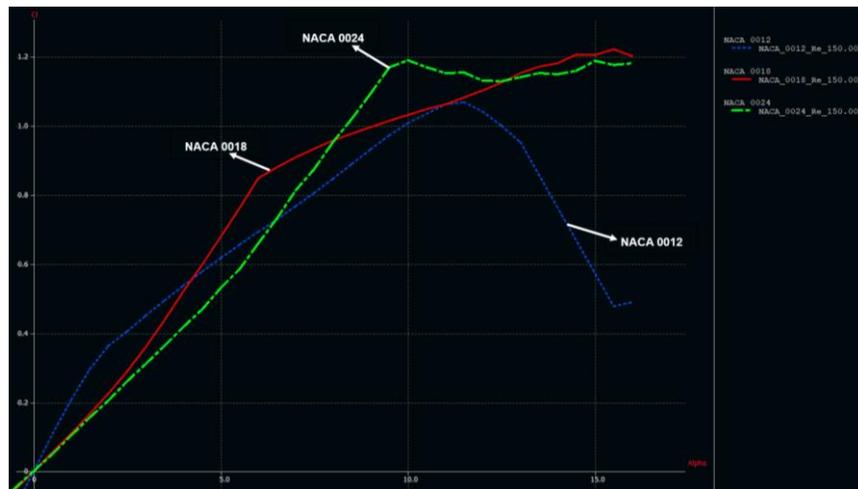


figura 31 - Coeficiente de sustentação (C_l) x Ângulo de ataque (Alpha)

Na relação entre coeficiente de sustentação (C_l) pelo coeficiente de arrasto (C_d), C_l/C_d , tem-se como satisfatório, que o perfil selecionado apresente valores superiores para os ângulos de ataque de maior incidência durante a rotação da turbina eólica.

Os gráficos da figura 32 apresentam valores máximos de C_l/C_d para os perfis: NACA 0012 com 5° , NACA 0018 com 7° e NACA 0024 com $9,5^\circ$. Com a operação da turbina eólica, ângulos de ataque elevados aparecerão nos primeiros 180° de giro. Por esta razão, optou-se neste trabalho por utilizar o perfil NACA 0024 por ele apresentar pequena superioridade em relação aos demais perfis analisados. Outro motivo da escolha do perfil de maior espessura se deu por ele apresentar maior capacidade de auto partida.

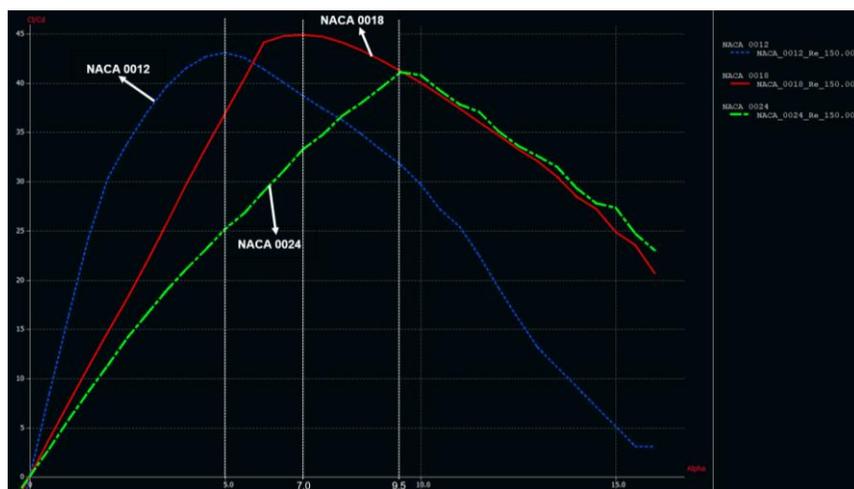


figura 32 - C_l/C_d x Ângulo de ataque (Alpha)

3.2.1.2 Software JavaFoil

O software JavaFoil foi desenvolvido por Martin Hepperle, professor da Universidade de Stuttgart na Alemanha e, utiliza a linguagem Java. Com esse software é possível calcular o coeficiente de sustentação (C_l) e o coeficiente de arrasto (C_d), apenas especificando o perfil da pá, valor de Reynolds, fator de rugosidade (r) e os ângulos de rotação [82].

Este software se baseia nas coordenadas da pá para determinar os coeficientes de sustentação (C_l) e de arrasto (C_d). Primeiramente o programa calcula a distribuição da velocidade de fluxo ao longo da superfície da pá. Esta análise do fluxo utiliza o método de painéis, sendo a velocidade e pressão relacionadas pela equação de Bernoulli. Em um segundo momento o software calcula o comportamento da camada limite. O módulo de análise da camada limite segue pelas superfícies superior e inferior da pá. Este software resolve um conjunto de equações diferenciais para encontrar os vários parâmetros da camada limite, sendo as análises repetidas para cada novo ângulo de ataque, dentro da faixa de número de Reynolds estudada [82].

Primeiramente, foi escolhido no banco de dados do software JavaFoil a pá de perfil padronizado NACA 0024, em estudo neste trabalho. O perfil é detalhado em valores de coordenadas, conforme os pontos demarcados na pá como pode ser visto na figura 33 e, assim, reconhecido pelo programa. Por se tratar de um perfil simétrico, os valores superiores e inferiores são iguais.

Para esta análise foram utilizados valores de Reynolds entre 10 mil e 500 mil, tendo um incremento de 10 mil Reynolds a cada simulação. Ao final, foram obtidos 50 arquivos (.txt)⁵ das simulações do número de Re, sendo os valores divididos em 180° positivos e 180° negativos, totalizando 360° ou uma rotação da pá, para cada número de Reynolds.

Cada arquivo txt contempla 361 dados de coeficiente de sustentação e coeficiente de arrasto da pá. Isso foi possível, variando o ângulo de rotação de 1° em 1° grau (entre -180° e 180°), a fim de maximizar as informações e obter o máximo de parâmetros

⁵ Os arquivos (.txt) obtidos no software JavaFoil foram utilizados nas simulações em Matlab, no modelo DMST.

sobre esta pá. Esses valores foram utilizados nas simulações do modelo DMST que será mostrado mais à frente neste capítulo.

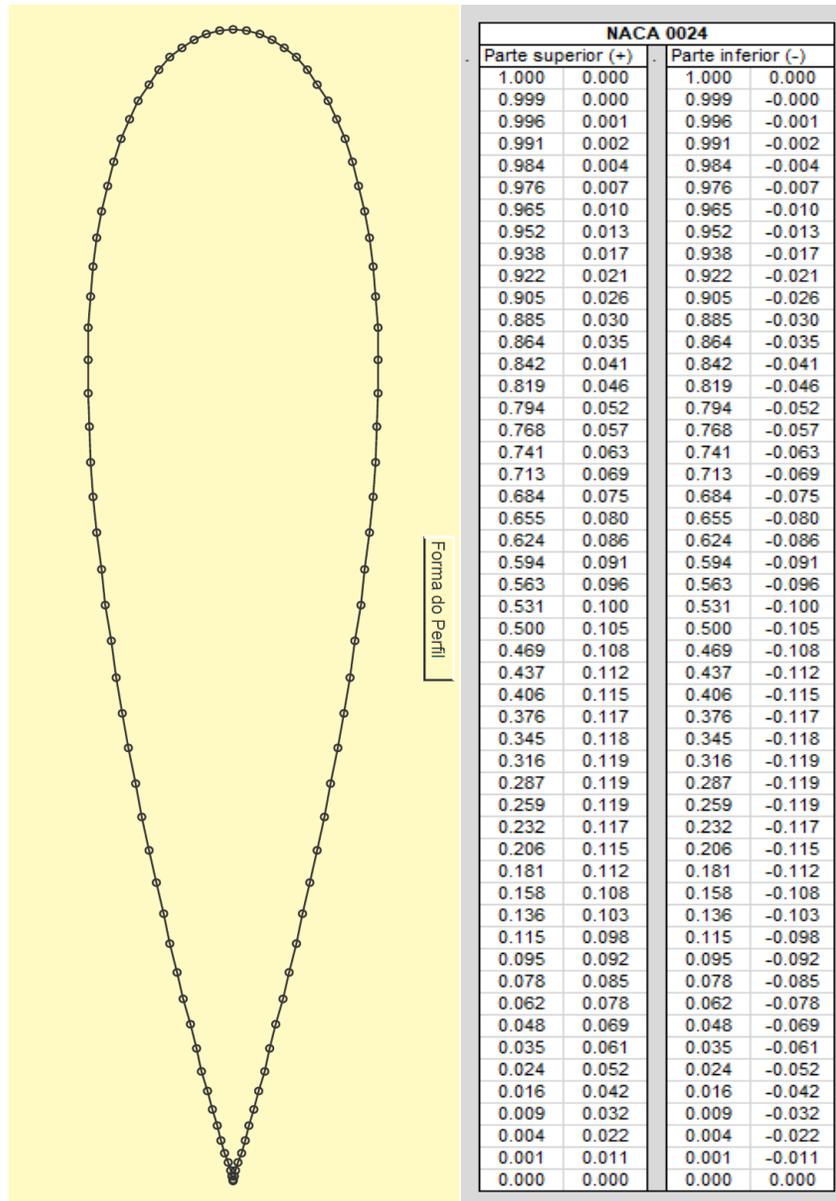


figura 33 - Pontos das coordenadas do perfil NACA 0024

3.2.1.3 Modelagem da pá

A pá de perfil NACA 0024 foi modelada usando o software SolidWorks com as coordenadas mostradas na figura 33 nas dimensões de 560 mm de comprimento e corda

de 110 mm. O projeto da pá constituiu na modelagem separada de duas sessões de 280 mm para a fabricação em uma impressora 3D, devido às dimensões máximas do equipamento serem 381x330x457mm. Foi necessário projetar o perfil com furos para a retirada do excesso de pó oriundo da fabricação e, também, com uma guia em uma das sessões para encaixe centralizado, como pode ser visto na figura 34.

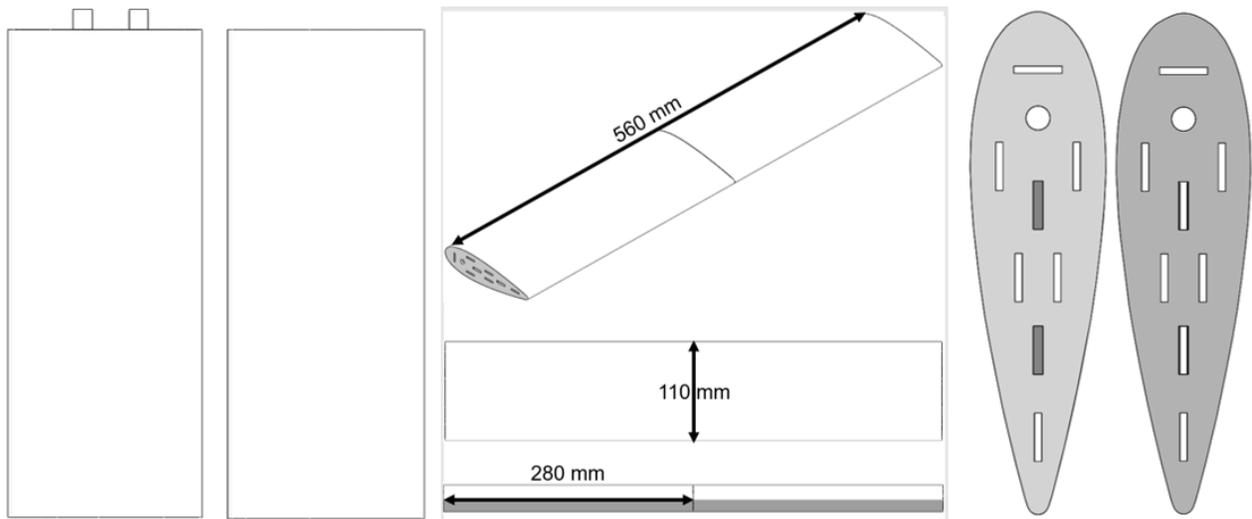


figura 34 – Projeto da pá de perfil NACA 0024

3.2.2 Projeto da TEiiM

Foram realizados o projeto e a fabricação de duas configurações da turbina TEiiM, sendo uma com índice de solidez (σ) 0,14 (3 pás) e outra com índice de solidez (σ) 0,23 (5 pás). Entende-se como solidez a relação entre a área total das pás da turbina e sua área de varredura. Deste modo, quanto maior for o número de pás de uma turbina, maior será o seu valor de solidez. A solidez (σ) é explicada pela expressão 3.4 onde, (N) é o número de pás, (c) é o comprimento da corda e (r) o raio da turbina [83,84].

$$\sigma = \frac{N \times c}{2\pi r} \quad 3.4$$

3.2.2.1 Modelagem dos conjuntos da TEiiM

O projeto da turbina eólica proposta neste trabalho foi construída a partir do conceito de duas turbinas independentes e montadas de maneira a girarem em sentidos contrários. O giro em sentidos contrários de cada turbina (conjuntos 1 e 2 da TEiiM) só é possível pelo fato de as pás serem montadas e posicionadas inversamente. A primeira, onde fica o indutor do gerador elétrico (conjunto 1), está posicionada na parte superior e a segunda, onde fica o induzido do gerador elétrico (conjunto 2) está posicionada na parte inferior como já mostrado na figura 26.

Todos os conjuntos das turbinas TEiiM com índice de solidez 0,14 e 0,23 foram projetados usando o aplicativo computacional SolidWorks, com diâmetro de 750 mm e espessura da chapa de 3,18 mm e são mostrados nas figuras 35 e 36 respectivamente.

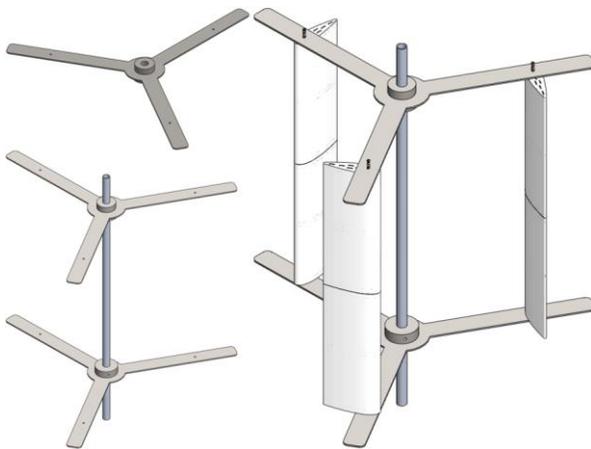


figura 35 - Conjunto da TEiiM com índice de solidez 0,14

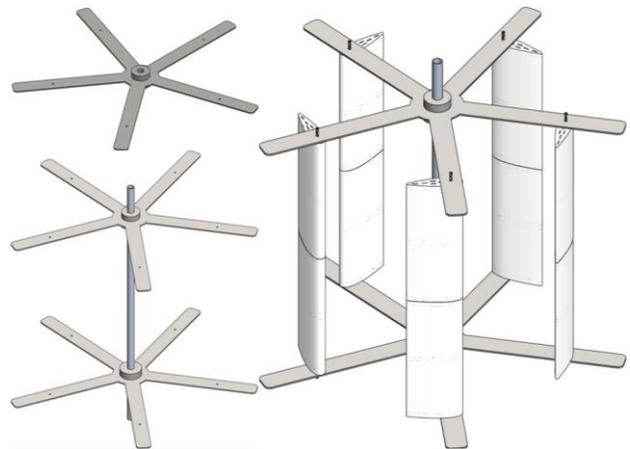


figura 36 - Conjunto da TEiiM com índice de solidez 0,23

A figura 37 detalha os conjuntos da turbina TEiiM, sendo o conjunto 1 como indutor do gerador formado por ímãs permanentes, e o conjunto 2 como induzido do gerador formado por enrolamentos.

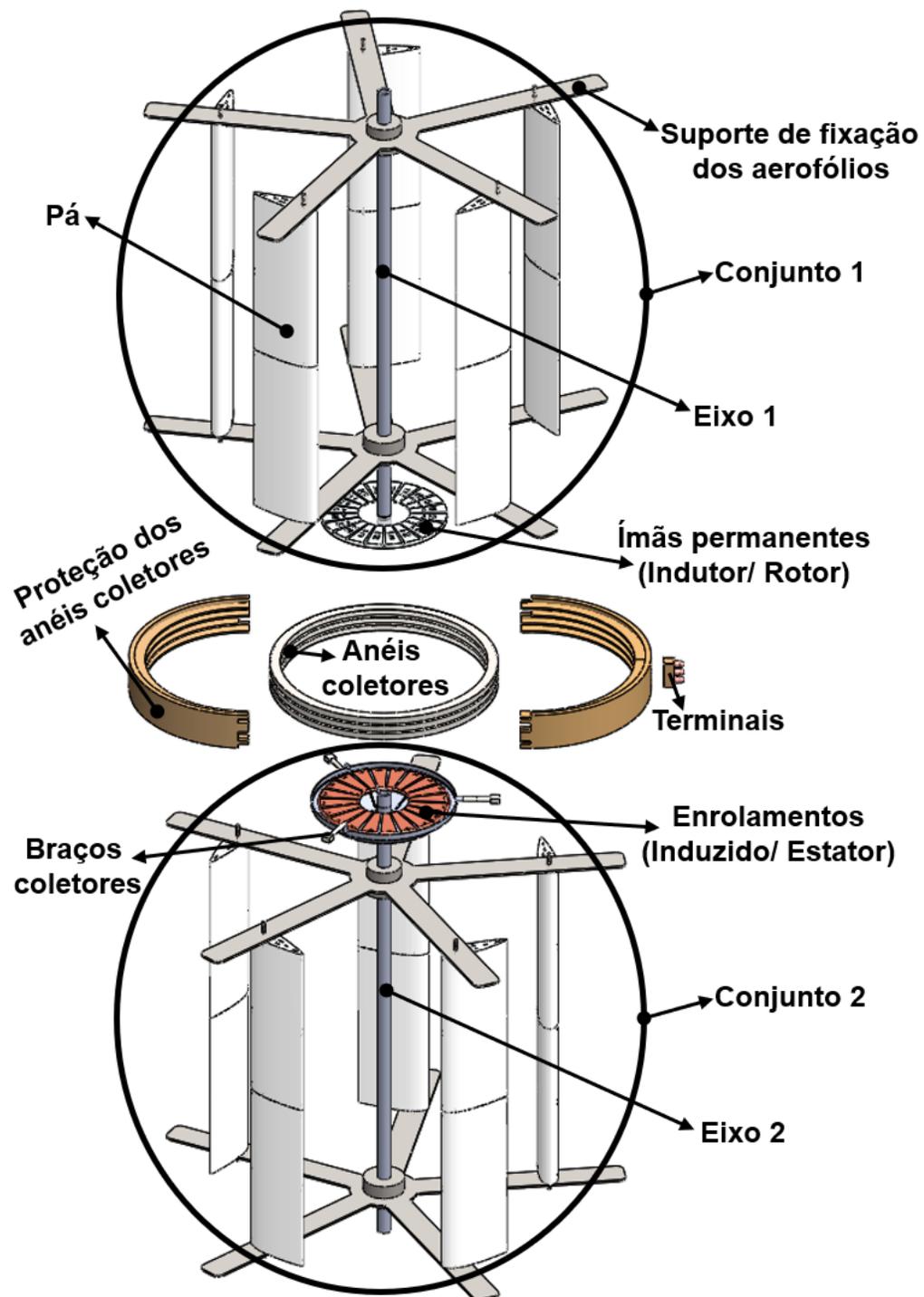


figura 37 – Conjuntos da nova turbina eólica TEiiM

Os detalhes de funcionamento do gerador elétrico e do sistema eletrônico de potência associado a esta turbina será objeto de uma nova pesquisa. Neste trabalho

serão estudadas as propostas da parte mecânica da turbina TEiiM, ou seja, dos conjuntos superior e inferior da turbina proposta.

3.2.2.2 Modelagem da estrutura da TEiiM

O projeto de dimensionamento da estrutura de suporte da turbina TEiiM mostrada nas figura 38 e 39, considerou as condições no local onde os testes experimentais seriam realizados, sendo esse a área experimental do Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético (NIPE) nas dependências da UNICAMP.

A modelagem da estrutura foi projetada para suportar dois conjuntos de eixo e pás, sendo um superior e outro inferior, posicionados de maneira centralizada. Entre os conjuntos foi reservado um espaço de 150 mm onde serão instalados o gerador elétrico e o sistema de transmissão de energia, as chapas possuem espessura de 10 mm.

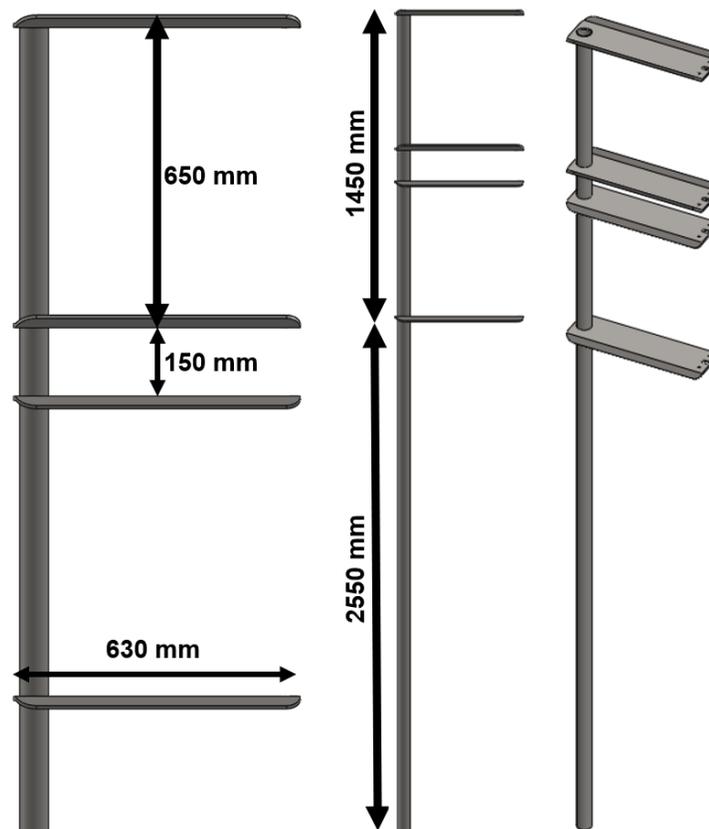


figura 38 - Dimensões da estrutura da TEiiM

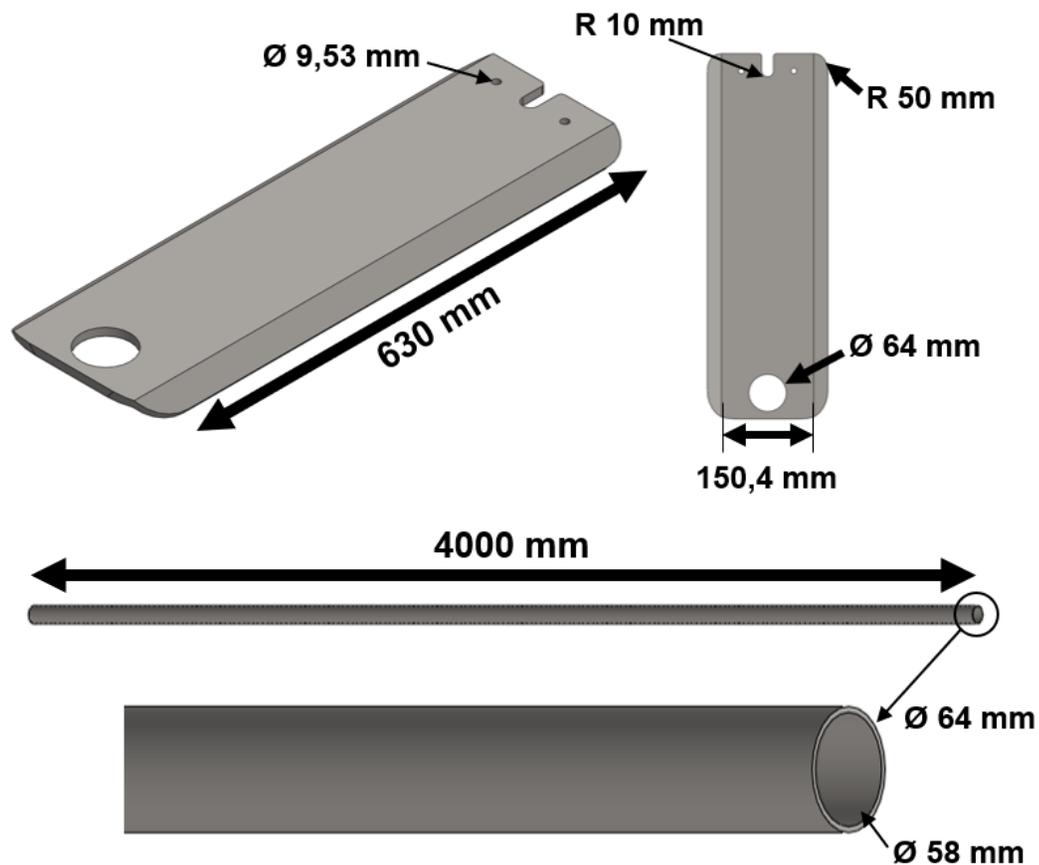


figura 39 - Dimensões da chapa e poste

3.2.3 Gerador elétrico e sistema de transmissão eletromecânico

Uma das maiores dificuldades para que este projeto fosse possível de ser concretizado, deu-se na elaboração de um sistema que fosse capaz de gerar energia elétrica a partir de dois sistemas independentes e que rotacionassem em sentidos contrários. Foi assim que surgiu a ideia de um gerador elétrico com indutor e induzido móveis e do sistema de transmissão por anéis coletores “slip rings”.

O gerador elétrico e o sistema de transmissão não foram desenvolvidos neste trabalho, no entanto, são apresentados detalhes na sequência sobre suas formas construtivas. O desenvolvimento dessa parte ficará aqui como proposta para trabalhos futuros a serem desenvolvidos por estes pesquisadores posteriormente, no entanto, um diagrama de blocos é apresentado no APÊNDICE B.

Este sistema não possui parte fixa para a fixação de cabos que transmitam a energia elétrica gerada pelo gerador elétrico da TEiiM. Por este motivo será necessária a utilização de um sistema de transmissão de energia elétrica por anéis coletores.

3.2.3.1 Forma construtiva do gerador elétrico GEiiM e sistema de transmissão

A figura 40 mostra os dois conjuntos de eixo e pás da TEiiM e, em destaque, o sistema de transmissão do GEiiM. O eixo superior do GEiiM é acoplado ao conjunto 1 de eixo e pás da TEiiM, enquanto que o eixo inferior do GEiiM é acoplado ao conjunto 2 de eixo e pás da TEiiM.

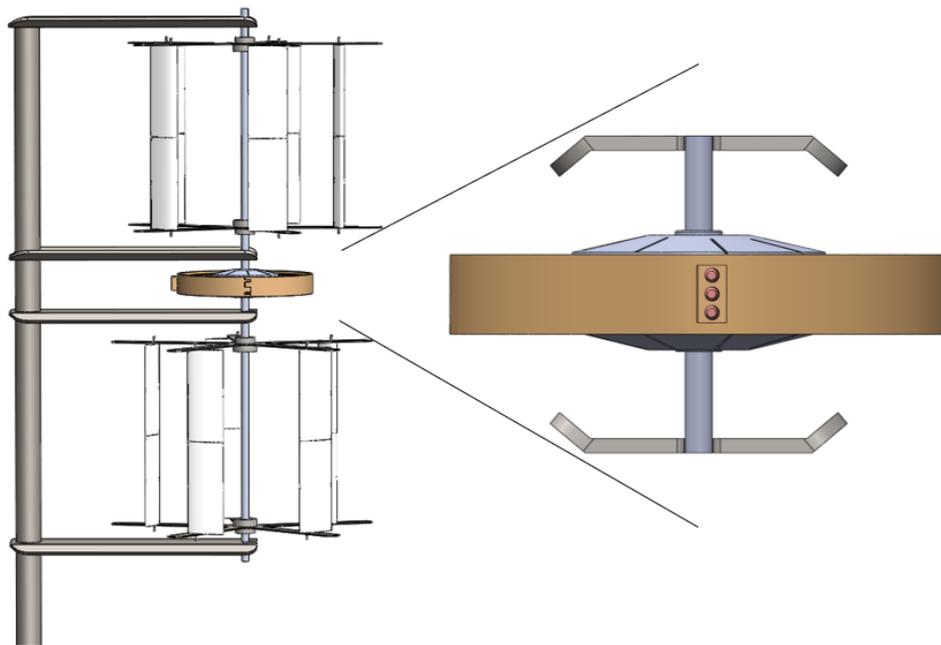


figura 40 - TEiiM e sistema de transmissão de energia

Na figura 41 é possível compreender a relação do eixo superior do GEiiM com o ímã permanente. O eixo superior é denominado de indutor, pois, é o elemento onde fica o ímã permanente. Neste eixo encontra-se, também, um rolamento utilizado para centralizar o eixo superior com o eixo inferior, internamente ao GEiiM, sem que haja

contado e quaisquer interferências entre os eixos, podendo ambos girarem livremente em sentidos contrários.

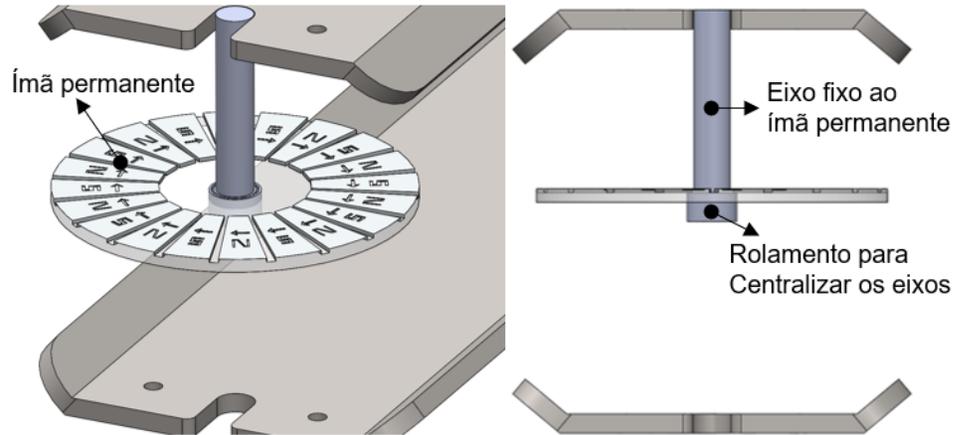


figura 41 - Conjunto indutor (ímã permanente)

As imagens da figura 42, apresentam o sistema denominado induzido do gerador GEiiM, o qual é composto de enrolamentos, braços coletores, rolamentos para centralizar os eixos e de encaixe e, carcaças superior e inferior.

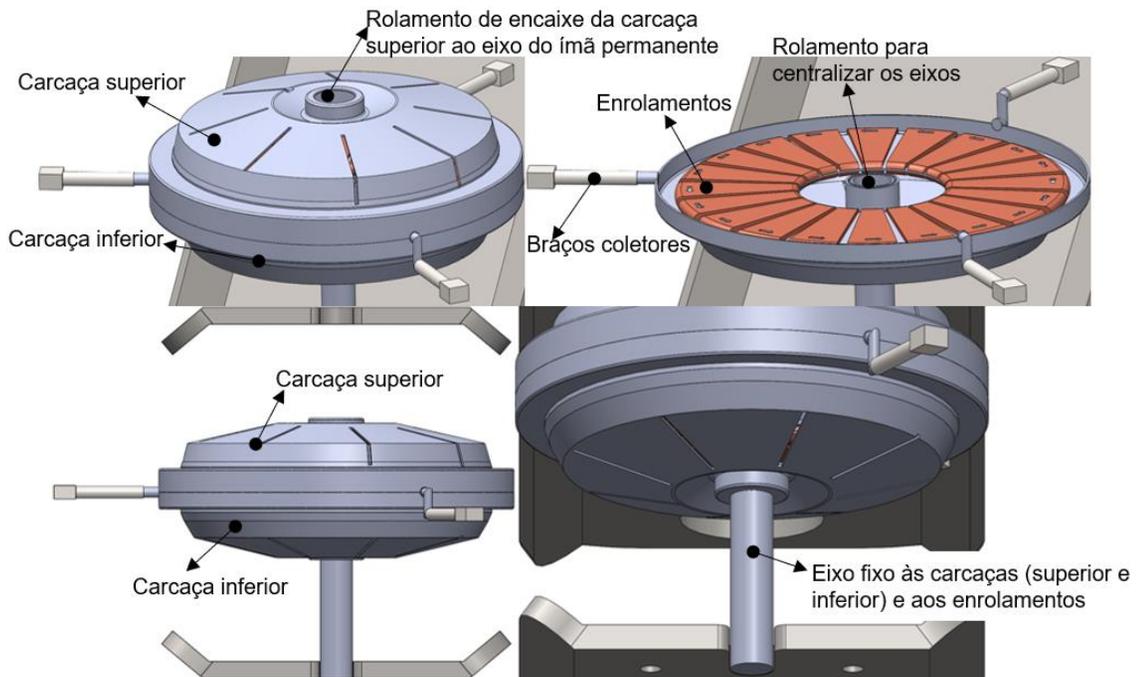


figura 42 - Conjunto induzido (enrolamentos)

As carcaças do GEiiM servem como proteção e resfriamento do gerador. O rolamento de encaixe é utilizado para que o eixo superior do GEiiM (indutor/ ímã permanente) não gire no mesmo sentido que o eixo inferior (induzido/ enrolamentos). Os braços coletores são fixos nos enrolamentos e, são utilizados como forma de transmitir a energia elétrica gerada por duas partes móveis do GEiiM (indutor e induzido) para uma parte fixa na estrutura (sistema de transmissão), como ilustrado pela figura 43.

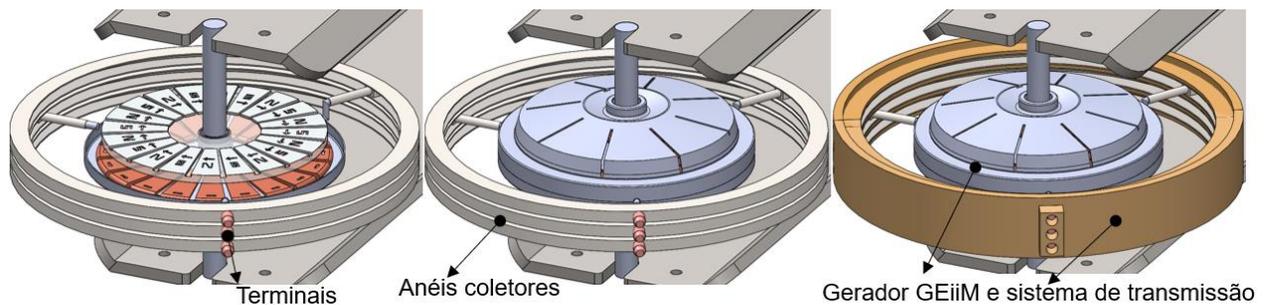


figura 43 - Sistema de transmissão do GEiiM

O gerador elétrico especial GEiiM é constituído de duas partes móveis (indutor e induzido). Com isso, viu-se a necessidade de desenvolver um sistema de transmissão da energia, gerada internamente no GEiiM, para uma parte fixa com terminais de alimentação, como apresentado nas imagens da figura 43.

Ao girar o indutor em um sentido e o induzido em sentido contrário, a energia mecânica da turbina é transformada em elétrica internamente no GEiiM e é transmitida pelos braços coletores (parte girante) para os anéis coletores e terminais (parte fixa), passando por um conversor eletrônico, que deverá se responsabilizar por tornar a tensão gerada pelo sistema de geração de energia elétrica proposto, adequada para o consumo.

Os braços coletores estão em contato permanente com os anéis coletores, assim como, os anéis coletores estão em contato permanente com os terminais de alimentação. A figura 44 mostra o desenho esquemático do GEiiM e do sistema de transmissão da turbina TEiiM.

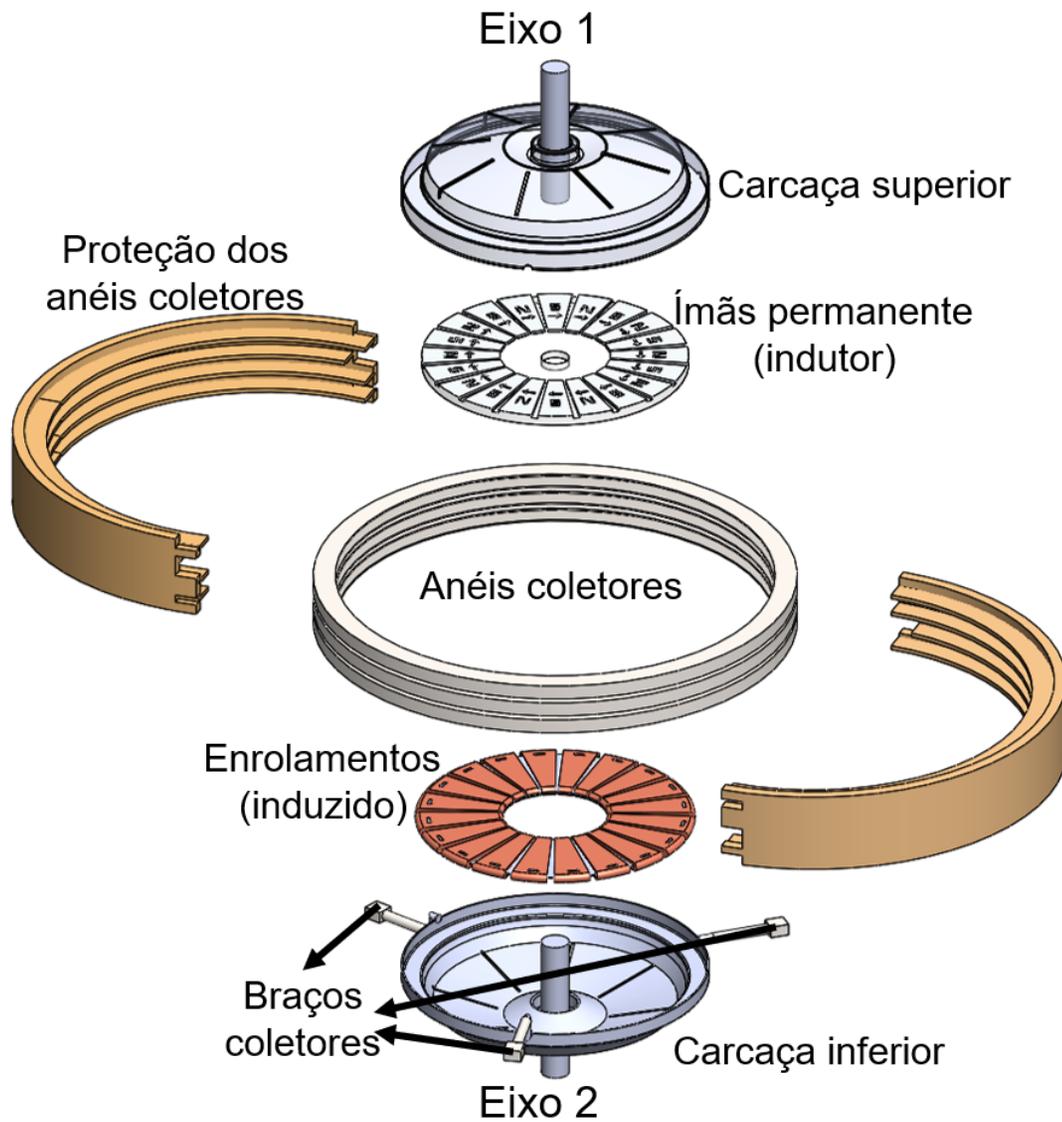


figura 44 – GEiiM e sistema de transmissão de energia da TEiiM

O sistema de transmissão apresentado na figura 44, através de canaletas condutoras, foi baseado no método de anéis coletores e, é utilizado para o mecanismo da transferência de energia elétrica fornecida pelo gerador elétrico com indutor e induzido móveis (GEiiM), que estará acoplado aos dois conjuntos girantes da turbina TEiiM, para que a energia elétrica seja conduzida até o consumo final. A aplicação desse sistema de conversão é inovadora pela forma como é exposta, uma vez que não se encontrou na literatura nenhuma publicação remetendo a sistemas similares a este.

A figura 45 mostra o acoplamento entre o conjunto indutor e o conjunto induzido e, o sistema de transmissão do GEiiM. Como pode ser visto, o eixo superior (conjunto indutor) e o eixo inferior (conjunto induzido) são independentes e, centralizados com a adição de rolamentos. Desta forma ambos os eixos podem, livremente, girar em sentidos contrários.

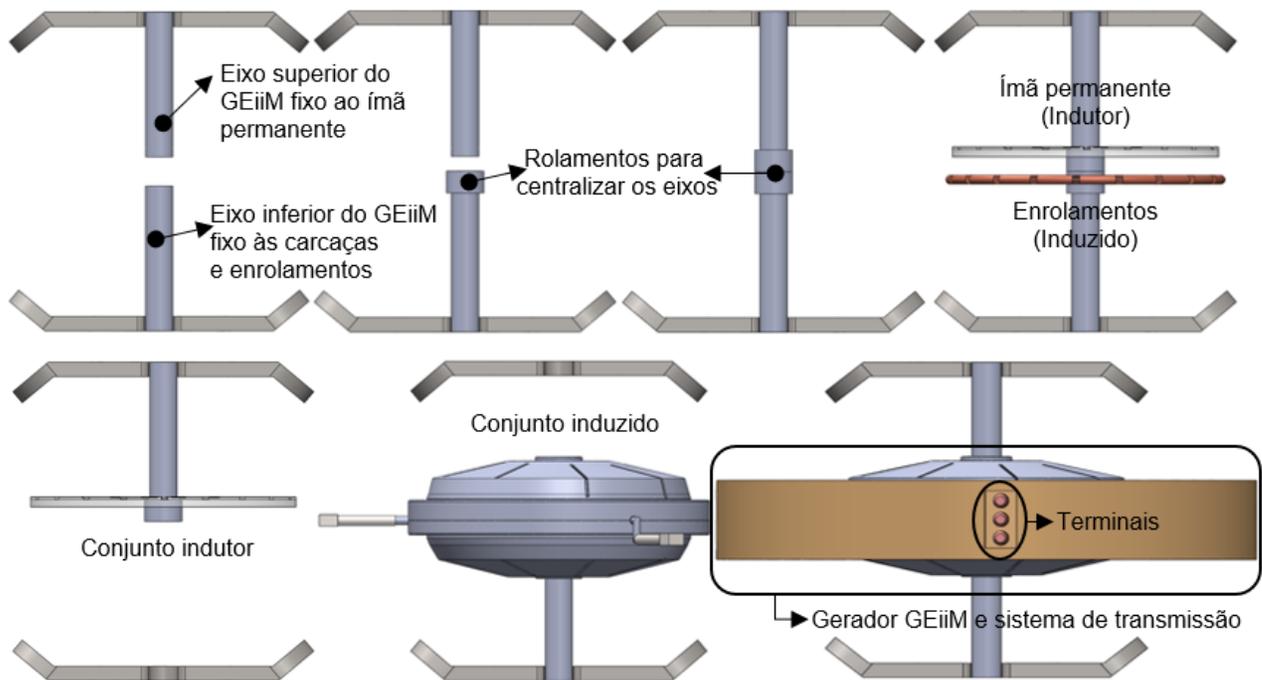


figura 45 - Detalhe do acoplamento dos eixos do GEiiM e sistema transmissão

3.2.3.2 Funcionamento do GEiiM

A figura 46 mostra em detalhe, de 1 a 4, como será o funcionamento interno do gerador elétrico especial GEiiM, a ser desenvolvido exclusivamente para a TEiiM, em trabalho posterior a este, onde o conjunto indutor (ímã permanente) gira em sentido horário e o conjunto induzido (enrolamentos) gira em sentido anti-horário.

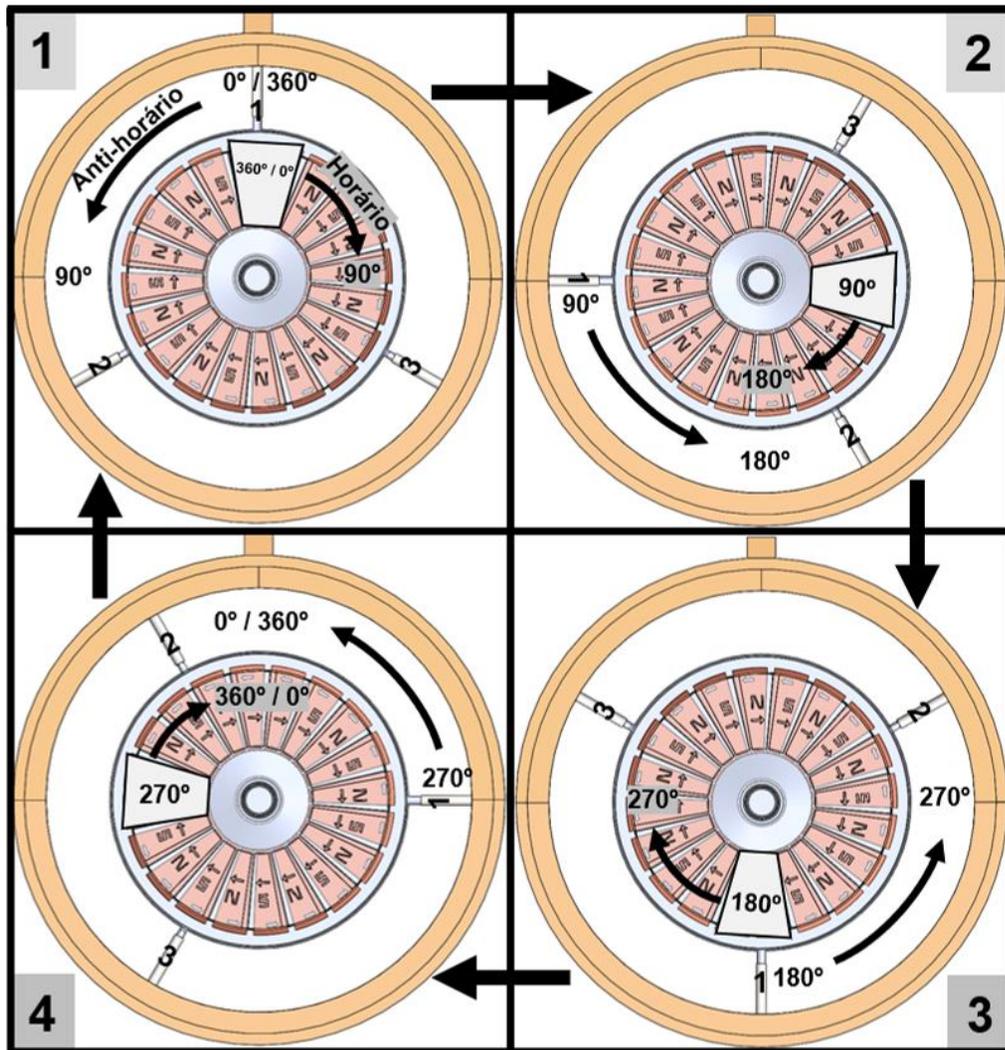


figura 46 - Detalhe interno de giro dos conjuntos do GEiiM

Como as duas partes do gerador elétrico, indutor (ímã permanente) e induzido (enrolamentos), movem-se em sentidos opostos, essa rotação em dois sentidos permitirá ao gerador elétrico GEiiM, em um caso ideal, um giro completo, 1rpm, a cada 180° de giro. Ou seja, com o gerador elétrico GEiiM, será possível obter 2 rpm em um giro completo de 360°, dobrando assim, a rotação comparado a um gerador elétrico convencional. Com isso, se um gerador elétrico convencional necessita de 600 rpm para gerar sua potência nominal, o gerador GEiiM, de mesma potência, necessitará de 300 rpm por conjunto da TEiiM, para gerar sua potência nominal com 600 rpm.

3.2.4 Fabricação

A fabricação e pintura das pás, a fabricação da estrutura da TEiiM e dos suportes dos conjuntos de fixação das pás foram realizadas por empresas terceirizadas.

3.2.4.1 Fabricação e pintura das pás

Após a etapa de projeto e análises, discutidas nos itens anteriores, os desenhos das pás em modelo 3D, foram encaminhados ao Centro de Tecnologia da Informação Renato Archer (CTI) de Campinas para a fabricação, em uma impressora 3D, usando o material comercial Poliamida PA12 (Nylon12).

O processo de fabricação das pás em uma impressora 3D, foi realizado em camadas, com a tecnologia de Sinterização Laser Seletivo (SLS), sendo o equipamento do fabricante 3D Systems, modelo SinterStation HiQ 2000, figura 47.



figura 47 - Impressora 3D modelo Sinterstation 2000

Nas etapas de transformação do modelo digital em SolidWorks (SLDPRT), até a confecção do modelo físico, utilizou-se os arquivos dos desenhos digitais salvo em “stereolithography (STL)”, cuja função é uma aproximação da superfície da peça na forma de malha de triângulos. Em seguida, esse arquivo foi enviado ao computador da

impressora, cujo visor é mostrado na figura 48, onde as peças para a fabricação foram posicionadas dentro do volume físico de construção do equipamento, que tem a função de simular e adequar todas as peças internamente na área de fabricação (área vermelha). Em destaque no círculo interno o posicionamento das pás e ao entorno outras peças sendo fabricada ao mesmo tempo.

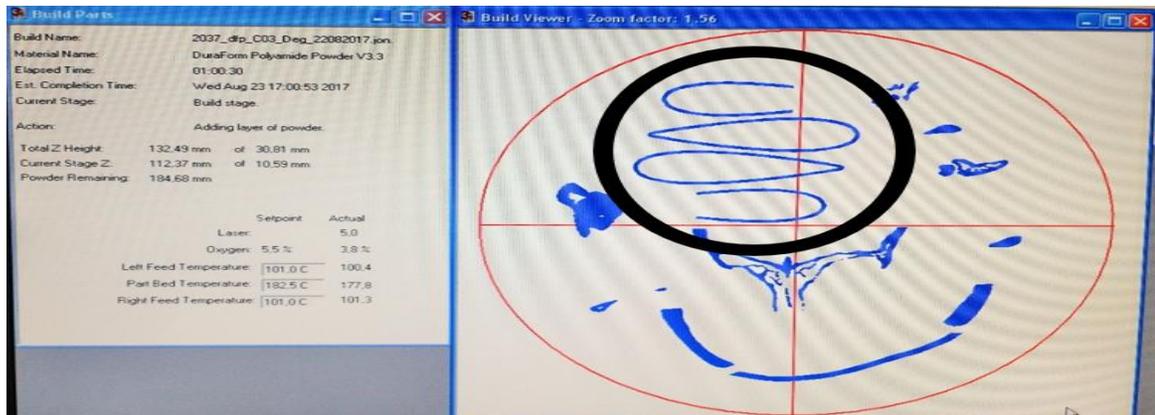


figura 48 – Visor da impressora 3D mostrando o processo de fabricação

Após o posicionamento das peças, o modelo digital foi fatiado para posterior reprodução física das fatias digitais. Em destaque na ilustração anterior a figura 49 mostra o detalhe da fabricação.

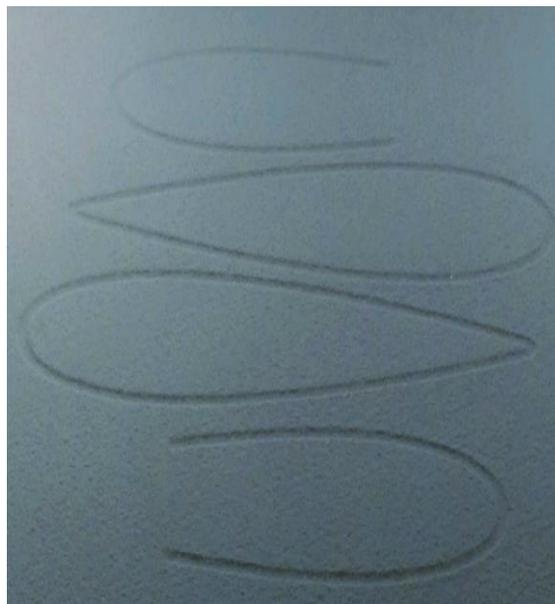


figura 49 - Detalhes da fabricação das pás

Após o término da fabricação e seu resfriamento, as peças foram retiradas do equipamento para a limpeza, como mostram as figuras 50, 51 e 52.



figura 50 - Remoção das peças da impressora 3D



figura 51 - Peças antes da limpeza



figura 52 - Limpeza das pás

Após a limpeza das pás foram realizadas as montagens das peças (macho e fêmea), cujas impressões foram realizadas em duas sessões de 280 mm de comprimento, como mostrado na figura 34 do projeto das pás, devido às dimensões máximas do equipamento serem (381 mm x 330 mm x 457 mm). As pás montadas podem ser vistas na figura 53.

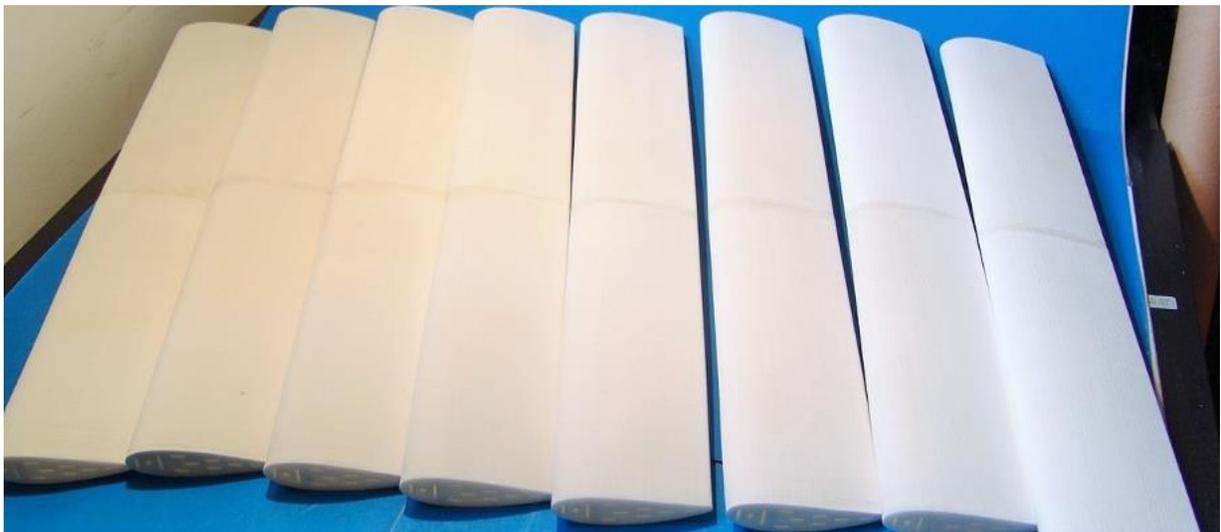


figura 53 – Pás montadas após a fabricação

Após os processos de limpeza e união das sessões das pás, elas foram enviadas para pintura em uma empresa especializada. A pintura das pás foi importante uma vez que diminuiu a rugosidade ocasionada pela fabricação 3D em camadas.

O processo de pintura se deu primeiramente com o lixamento das pás e, posteriormente, com aplicação de uma demão de Primer com 70 microns de espessura e uma demão na cor branco com 50 microns, totalizando 120 microns aplicados em cada uma das pás.

A sequência apresentada na figura 54, destaca em (A) a pá sem lixamento e sem pintura, em (B) a pá com coloração mais escura por conta da aplicação do Primer e em (C) a pintura branca finalizada por cima do Primer.

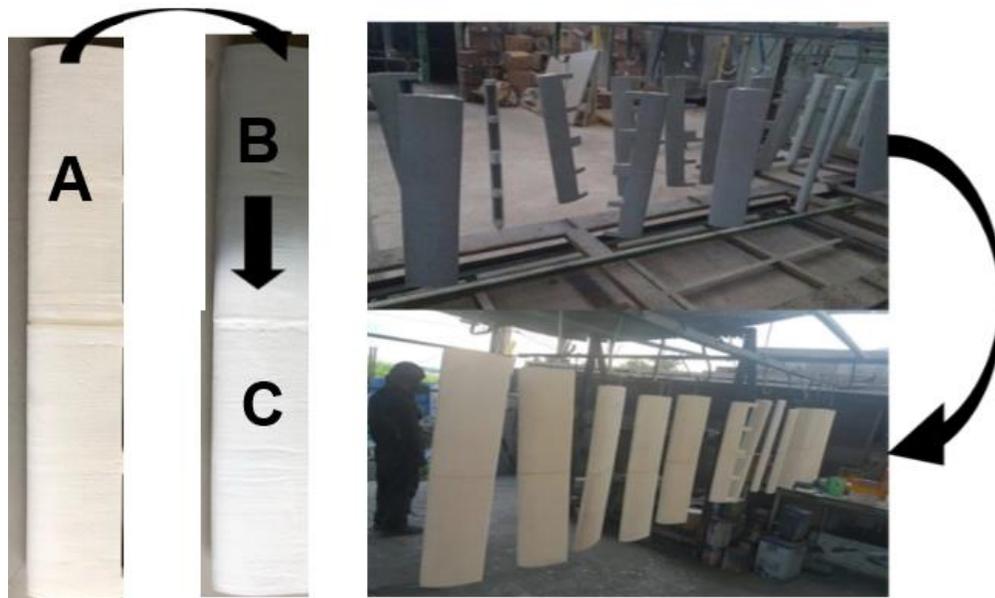


figura 54 - Sequência de pintura das pás

3.2.4.2 Fabricação da estrutura e suportes dos conjuntos da TEiiM

Os desenhos de projeto foram encaminhados à uma empresa para fabricação das peças da turbina. As figuras 55 e 56 detalham a fabricação do poste de sustentação da turbina e dos suportes dos conjuntos da TEiiM.



figura 55 - Fabricação da estrutura metálica

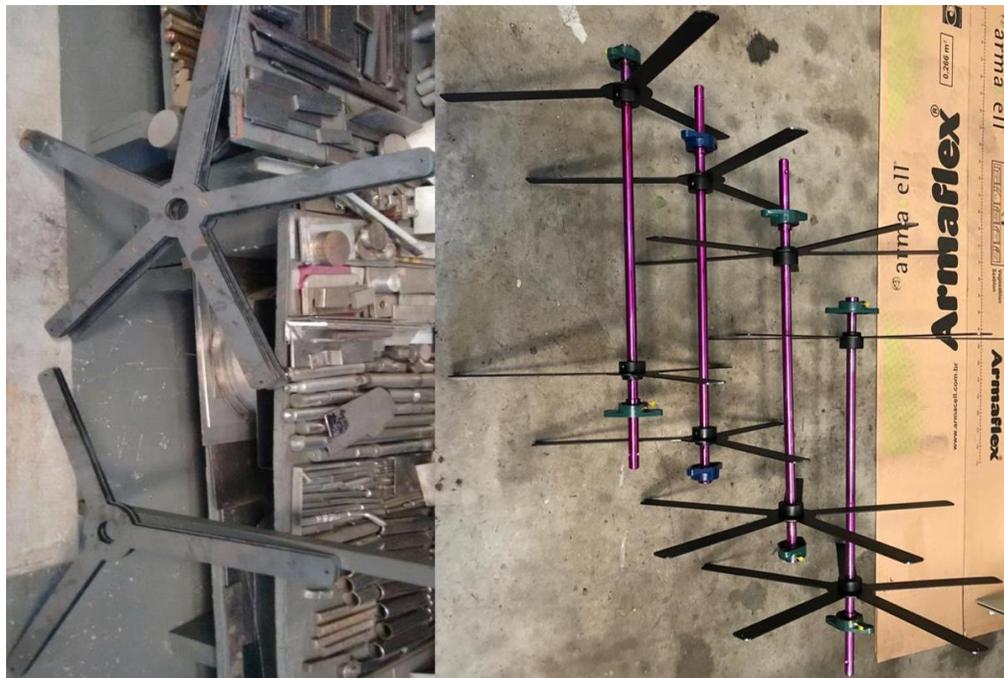


figura 56 - Fabricação dos suportes de cada conjunto da TEiIM

3.2.5 Instalação

A instalação da estrutura da TEiiM foi realizada na área experimental do Núcleo Interdisciplinar de Planejamento Energético (NIPE) nas dependências da UNICAMP, figura 57. Para a instalação da estrutura foi necessário realizar modificações para aproximar a turbina TEiiM do soprador de vento que já existia no local, figura 58, uma vez que ao realizar os primeiros testes experimentais constatou-se que as interferências de ventos laterais influenciavam diretamente nos resultados dos testes experimentais.



figura 57 - Instalação da estrutura na área experimental (NIPE-UNICAMP)



figura 58 - Soprador de vento no local dos testes experimentais

As modificações realizadas no local foram a construção de uma base de concreto para a fixação do poste da turbina e a construção de duas bases menores para a fixação de apoios laterais, que servem para baixar e levantar a estrutura, para a realização de manutenção e acertos na TEiiM. As figuras 67, 68 e 69 mostram as modificações realizadas.



figura 59 - Formas prontas para concretagem



figura 60 - Bases concretadas



figura 61 – Construção das novas bases para instalação da estrutura

3.3 TESTES EXPERIMENTAIS

Os testes experimentais foram realizados com duas configurações da turbina eólica TEiiM, sendo a primeira configuração com índice de solidez 0,14 e a segunda configuração com índice de solidez 0,23. As turbinas TEiiM pode ser vistas nas figuras 62 e 63.



Figura 62 - TEiiM com índice de solidez 0,14



figura 63 - TEiiM com índice de solidez 0,23

A maior dificuldade encontrada para a realização dos testes experimentais ocorreu pelo fato do soprador de vento ser aberto (figura 58), uma vez que a variação de vento no local atrapalhava a realização dos testes. Essa dificuldade foi sanada com a instalação de barreiras laterais que impediam que ventos laterais ambiente mudassem o curso do vento que saía do soprador de vento.

Para a realização dos testes experimentais foram obtidos os valores da velocidade de vento de entrada (V_{∞}) e da velocidade de vento de saída (V'_w) através de anemômetros de conchas (figura 64) e das velocidades de rotações (rpm) de cada conjunto da TEiiM, por sensores de rotações (figura 65).



figura 64 - Anemômetro de concha



figura 65 - Fonte e visor para a leitura das velocidades de rotação dos conjuntos da TEiiM

Os testes experimentais foram divididos em dois cenários. No primeiro cenário, foram realizados testes com a velocidade de vento de 8 m/s. No segundo cenário, os testes foram realizados com a velocidade de vento de 10 m/s. Nos dois cenários foram utilizadas as duas configurações da turbina TEiiM.

Para cada cenário, foram realizados 10 testes experimentais com cada turbina TEiiM. Cada teste experimental teve duração de 10 minutos, sendo que a cada minuto eram obtidas as velocidades de rotação (rpm) de cada conjunto da TEiiM. Para a análise

geral dos resultados, foram extraídas as médias de cada conjunto. A descrição detalhada dos testes experimentais é apresentada na sequência.

Para ajustar os testes experimentais nas velocidades de vento constantes de 8 m/s e de 10 m/s, foram realizados ajustes nas velocidades de rotação do motor do soprador de vento a partir do seu inversor, o qual possui um visor e setas indicativas para elevar ou diminuir a rotação do equipamento, como mostra a figura 66. Para verificar se a velocidade de vento estava condizente com as velocidades estipuladas, foram usados anemômetros de concha (figura 64) na saída do soprador de vento.



figura 66 - Visor do inversor de frequência do soprador de vento para ajustes na rotação

3.3.1 Cenário 1: velocidade de vento de 8 m/s

No primeiro cenário foi estipulada para a realização dos testes experimentais a velocidade de vento constante de 8 m/s.

Após a realização de todos os testes experimentais com cada turbina, foram obtidas as médias das velocidades de rotação de cada conjunto para cada minuto dos testes e apresentadas separadamente para cada configuração da turbina TEiiM nas tabelas 1 e 2. Após serem obtidas as velocidades de rotação do conjunto 1 (superior) e

conjunto 2 (inferior), elas foram somadas, obtendo os valores da última linha das tabelas 1 e 2 denominada respectivamente TEiiM (0,14) e TEiiM (0,23).

Tabela 1 - Resultados dos testes experimentais da TEiiM (0,14) com velocidade de vento de 8 m/s

TURBINAS	RPM										
Tempo (min)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Conjunto 1	62	73	87	100	122	167	212	227	227	239	Sem carga/ Aerodinâmico
Soma dos conjuntos	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	
Conjunto 2	72	89	102	119	148	206	255	273	265	288	
Resultante	==	==	==	==	==	==	==	==	==	==	Média de RPM
TEiiM ($\sigma - 0,14$)	134	162	189	219	270	373	467	500	492	527	333

tabela 2 - Resultados dos testes experimentais da TEiiM (0,23) com velocidade de vento de 8 m/s

TURBINAS	RPM										
Tempo (min)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Conjunto 1	69	108	167	182	189	194	196	198	200	201	Sem carga/ Aerodinâmico
Soma dos conjuntos	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	
Conjunto 2	91	145	198	208	217	217	213	218	222	224	
Resultante	==	==	==	==	==	==	==	==	==	==	Média de RPM
TEiiM ($\sigma - 0,23$)	160	253	365	390	406	411	409	416	422	425	366

Na comparação entre as tabelas 1 e 2 é possível observar que a TEiiM (0,14) apresentou velocidades de rotação superiores às da TEiiM (0,23) a partir do 7º minuto até o final dos 10 minutos de teste. No entanto, a média das velocidades de rotação da TEiiM com maior índice de solidez ao final dos testes experimentais foi de 366 rpm, sendo superior à da TEiiM com menor índice de solidez que apresentou 333 rpm.

Os gráficos da figura 67 apresentam as comparações entre as tabelas 1 e 2. O comportamento de cada turbina ao longo dos 10 minutos de testes apresentou maior tempo para estabilizar a velocidade de rotação na TEiiM com menor índice de solidez, ocorrendo a partir do sétimo minuto, enquanto que a velocidade de rotação da TEiiM com

maior índice de solidez ocorreu a partir do terceiro minuto. Neste gráfico também é possível observar o desvio padrão de velocidade de rotação de cada turbina à medida que a velocidade de rotação aumenta.

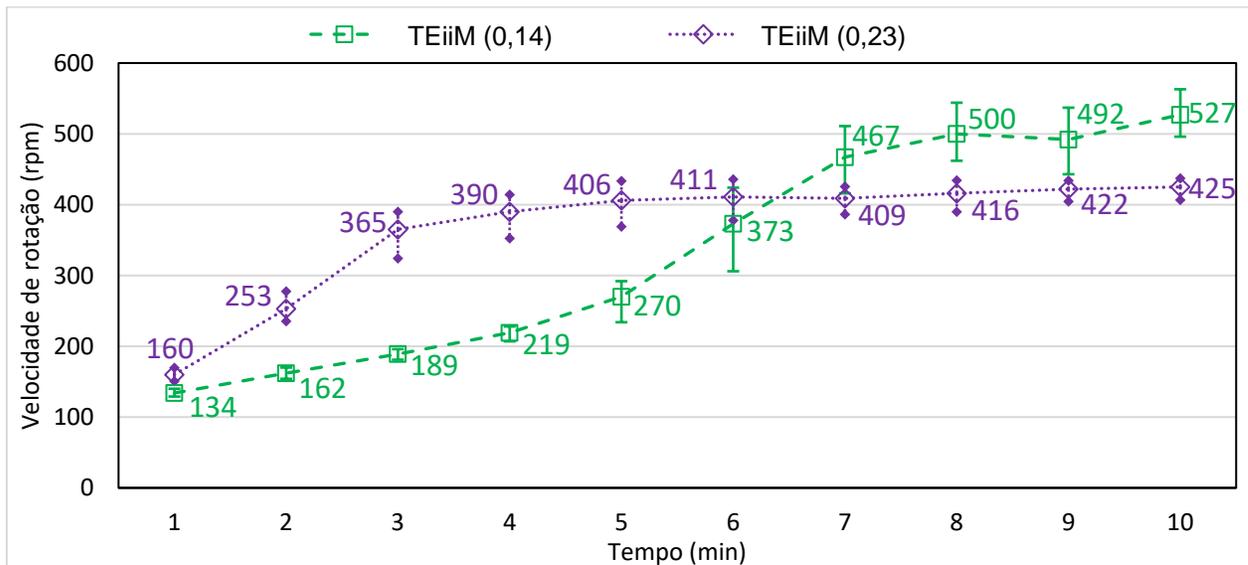


figura 67 - Desvio padrão das velocidades de rotações na velocidade de vento de 8 m/s

Nos gráficos da figura 67 a TEiiM com maior índice de solidez (linha roxa pontilhada) apresentou desvio padrão superior de 42%, 62%, 77%, 66% e 9% do primeiro ao quinto minuto respectivamente. A partir do sexto minuto até o décimo minuto, a TEiiM com menor índice de solidez (linha verde tracejada) apresentou desvio padrão superior de 51%, 59%, 46%, 69% e 54% respectivamente. Os valores dos desvios padrão das velocidades de rotação podem ser vistos no APÊNDICE C1.

3.3.2 Cenário 2: velocidade de vento de 10 m/s

No segundo cenário a velocidade de vento constante estipulada para a realização dos testes experimentais foi de 10 m/s.

Após a realização de todos os testes experimentais com cada turbina, foram obtidas as médias das velocidades de rotação de cada conjunto para cada minuto dos testes e apresentadas separadamente para cada configuração da turbina TEiiM nas

tabelas 3 e 4. Após serem obtidas as velocidades de rotação do conjunto 1 (superior) e conjunto 2 (inferior), elas foram somadas, obtendo os valores da última linha das tabelas 1 e 2 denominada respectivamente TEiiM (0,14) e TEiiM (0,23).

Tabela 3 - Resultados dos testes experimentais da TEiiM (0,14) com velocidade de vento de 10 m/s

TURBINAS	RPM										
Tempo (min)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Conjunto 1	82	117	188	219	245	241	246	251	253	252	Sem carga/ Aerodinâmico
Soma dos conjuntos	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	
Conjunto 2	97	136	220	244	272	257	266	279	277	290	
Resultante	==	==	==	==	==	==	==	==	==	==	Média de RPM
TEiiM ($\sigma - 0,14$)	179	253	408	463	517	498	512	530	530	542	444

Tabela 4 - Resultados dos testes experimentais da TEiiM (0,23) com velocidade de vento de 10 m/s

TURBINAS	RPM										
Tempo (min)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Conjunto 1	120	226	234	234	238	245	248	248	252	253	Sem carga/ Aerodinâmico
Soma dos conjuntos	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	
Conjunto 2	143	253	273	276	280	281	280	282	287	287	
Resultante	==	==	==	==	==	==	==	==	==	==	Média de RPM
TEiiM ($\sigma - 0,23$)	263	479	507	510	518	526	528	530	539	540	494

Na comparação entre as tabelas 3 e 4 é possível observar que a TEiiM (0,23) apresentou velocidade de rotação superior à da TEiiM (0,14) em praticamente todos os 10 minutos de teste. Dessa forma, a média das velocidades de rotação da TEiiM com maior índice de solidez foi superior, com 494 rpm, em relação à média da velocidade de rotação da TEiiM com menor índice de solidez, que apresentou 444 rpm.

Os gráficos da figura 68 apresentam as comparações entre as tabelas 3 e 4. O comportamento de cada turbina ao longo dos 10 minutos de teste apresentou maior tempo para estabilizar a velocidade de rotação na TEiiM com menor índice de solidez,

ocorrendo a partir do quinto minuto, porém, a velocidade de rotação da TEiiM com maior índice de solidez ocorreu em menor tempo a partir do segundo minuto. Neste gráfico também é possível observar o desvio padrão de velocidade de rotação de cada turbina à medida que a velocidade de rotação aumenta.

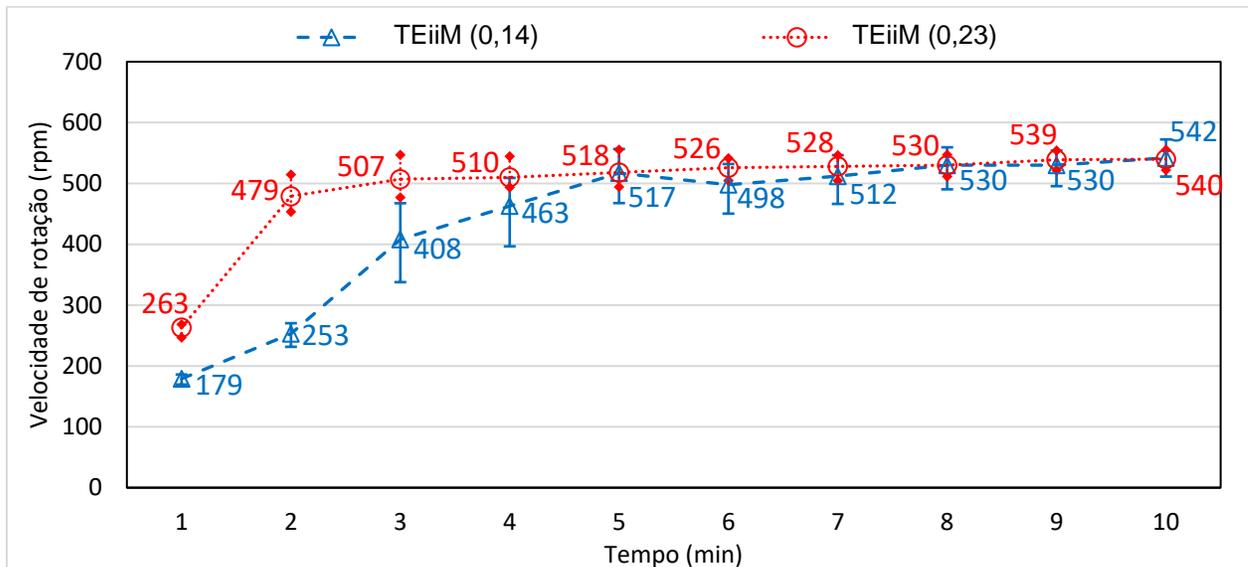


figura 68 - Desvio padrão das velocidades de rotações na velocidade de vento de 10 m/s

Nos gráficos da figura 68 a TEiiM com maior índice de solidez (linha vermelha pontilhada) apresentou desvio padrão superior de 19% e 36% no primeiro e segundo minuto respectivamente. Entretanto, do terceiro minuto até o décimo minuto a TEiiM com menor índice de solidez (linha azul tracejada) apresentou desvio padrão superior de 46%, 54%, 31%, 55%, 48%, 48%, 43% e 46% respectivamente. Os valores de desvio padrão das velocidades de rotação podem ser vistos no APÊNDICE C2.

3.3.3 Conclusões sobre os testes experimentais

Dados os cenários 1 e 2 e sabendo que as velocidades de rotação não crescem de forma exponencial, constatou-se que nos dois cenários a TEiiM com maior índice de solidez teve sua velocidade de rotação estabilizando em um menor tempo comparada a TEiiM com menor índice de solidez. Isso ocorreu devido à TEiiM com índice de solidez

0,14 apresentar um número menor de pás atrasando assim o início do giro, no entanto, nesta turbina foram constatadas as maiores velocidades de rotação ao final dos dez minutos de testes experimentais, o que causou nela maiores instabilidades nas velocidades de rotação, podendo ser verificada pelas análises de desvio padrão dos gráficos das figuras 67 e 68. Já a TEiiM com índice de solidez 0,23 por ter estabilizado sua velocidade de rotação antes da TEiiM com índice de solidez 0,14, apresentou nos dois cenários as maiores médias de velocidade de rotação, podendo ser constatada nas tabelas 2 e 4.

Com esta análise verificou-se que a turbina TEiiM com índice de solidez 0,14 apresenta melhor desempenho com ventos estáveis sem muita variação de velocidade de vento, enquanto a turbina TEiiM com índice de solidez 0,23 apresenta melhor desempenho com ventos instáveis.

3.4 TRATAMENTO DOS DADOS EXPERIMENTAIS

Para a realização do tratamento dos dados obtidos experimentalmente no soprador de vento com as turbinas TEiiM, foram realizadas em Matlab as análises que propiciaram obter os valores dos coeficientes de potência (C_p) de cada turbina TEiiM para cada valor da razão de velocidade de ponta de pá (TSR)⁶. Utilizou-se para tal o método do modelo de tubo duplo para múltiplos fluxos (DMST) desenvolvido por Ion Paraschivoiu [85].

Este método permitiu obter a diferença de intensidade de vento entre as posições de giro de cada pá de uma turbina eólica, onde cada tubo é dividido em dois, sendo a primeira metade contra o vento e a segunda metade a favor do vento, como ilustrado na figura 69. A interação da turbina contra o vento e a favor do vento é realizada separadamente para cada posição da pá. A descrição detalhada do código é apresentada no ANEXO A.

⁶ TSR – Tip Speed Ratio

Tubos de corrente de entrada

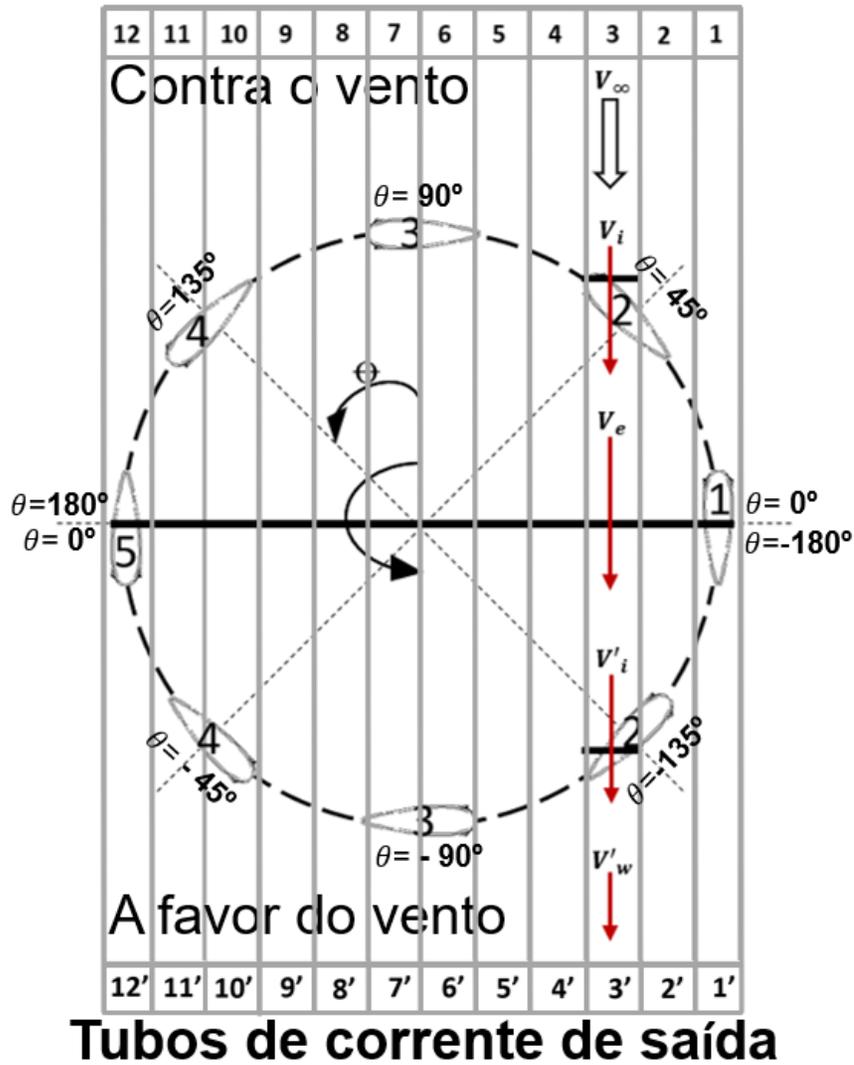


figura 69 - Modelo de tubo duplo para múltiplos fluxos (DMST)
Adaptado de [86,87]

3.4.1 Método do modelo de tubo duplo para múltiplos fluxos (DMST)

O presente estudo do método DMST introduz uma nova relação para avaliar a velocidade do ar induzida pelo equilíbrio no plano médio, entre as zonas de rotor contra o vento e a favor do vento, como apresentado na figura 69, com o objetivo de proporcionar uma melhoria na previsão do coeficiente de potência máximo, sob a influência de

diferentes velocidades de vento, nas turbinas eólicas de eixo vertical TEiIM com diferentes índices de solidez (σ) [84,85].

A figura 69 apresenta esquematicamente a variação da velocidade do vento nos tubos de fluxo de entrada, onde considera-se que a velocidade do vento é máxima antes do contato com as pás da turbina (V_∞). No contato com a pá a velocidade do vento diminui (V_i), gerando uma velocidade de equilíbrio (V_e) na zona intermediária entre os tubos de fluxo de entrada e os tubos de fluxo de saída, ocasionando uma nova velocidade de vento (V'_i) no contato com a pá na zona a favor do vento, denominada tubos de fluxo de saída. A velocidade resultante, após a passagem pelos tubos de fluxo de saída, é denominada velocidade de fluxo livre (V'_w).

Como esta abordagem, a energia é extraída pelos elementos da pá à medida em que elas cruzam cada tubos de corrente. Essa relação entre as cinco velocidades de fluxo características é ilustrada na figura 70 e escrita como: $V_\infty > V_i > V_e > V'_i > V'_w$.

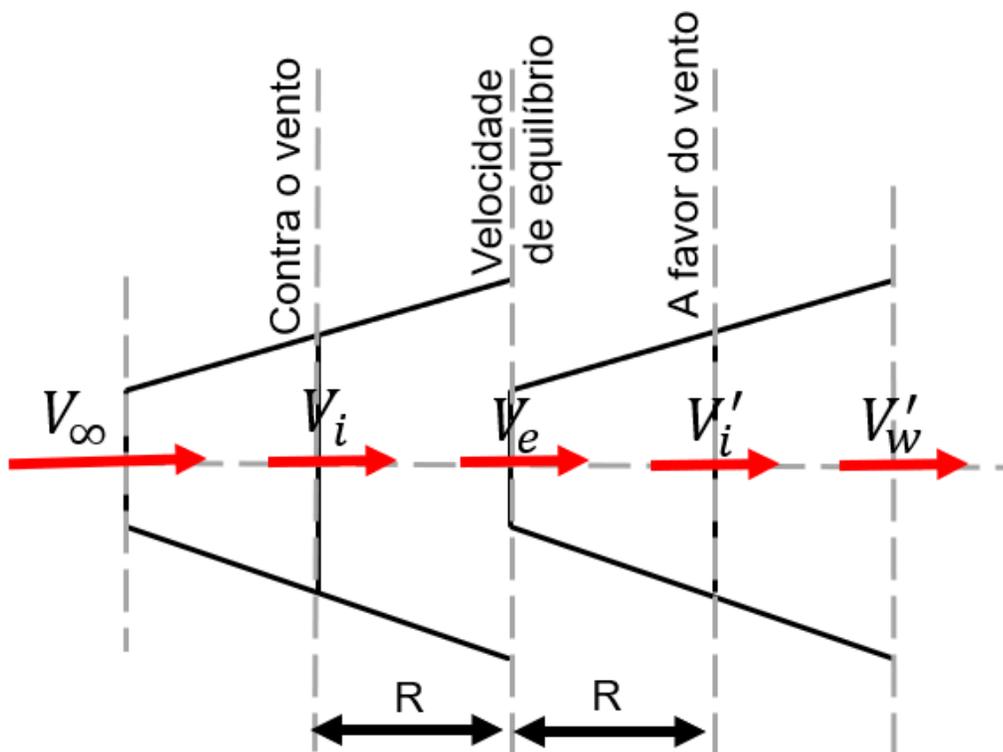


figura 70 - Velocidades atuantes nos tubos de corrente
Adaptado de [86]

Usando o método do modelo de disco atuador duplo, como mostrado na figura 70, a interação da turbina com o vento nas passagens das pás contra o vento e a favor do vento pode ser estimada separadamente, obtendo assim maior confiabilidade dos resultados.

Para encontrar as velocidades atuantes em cada seção dos tubos de fluxo do modelo DMST, tem-se o fator de interferência axial (a), cuja interferência é calculada para cada tubo de fluxo duas vezes, sendo os 12 primeiros tubos de fluxos contra o vento e os 12 seguintes a favor do vento. O fator de interferência axial é uma medida da influência da turbina no fluxo do escoamento de ar livre, ou seja, é quantidade pela qual a velocidade do fluxo de ar livre diminui. Se não houvesse interferência da turbina no fluxo do escoamento de ar livre, “ a ” seria zero [86,87].

Como a velocidade do fluxo de ar livre é V_∞ e a velocidade axial no plano da turbina é V_i , o fator de interferência axial pode ser calculado pela expressão 3.5.

$$a = \frac{1}{\left(\frac{4 \sin^2 \theta}{\sigma C_n} + 1\right)} = \left(\frac{V_\infty - V_i}{V_\infty}\right) \quad 3.5$$

Sendo assim, as velocidades axiais no plano da turbina podem ser expressas, em termos do fator de interferência axial, de acordo com as equações 3.6 e 3.7 para o primeiro disco atuador.

Primeiro disco atuador:

$$V_i = (1 - a)V_\infty \quad 3.6$$

$$V_e = (1 - 2a)V_\infty \quad 3.7$$

Ao passar pelo plano da turbina (primeiro disco atuador), a componente axial da velocidade se reduz ainda mais no segundo disco atuador, podendo ser expressa conforme a equação 3.8.

Segundo disco atuador:

$$V'_i = (1 - a')V_e = (1 - 2a)(1 - a')V_\infty \quad 3.8$$

Estas expressões representam com maior precisão a variação do fluxo de ar que atravessa a turbina eólica, uma vez que cada tubo de fluxo, no método DMST, cruza o caminho da pá duas vezes. Isso ocorre na primeira metade contra o vento e na segunda metade a favor do vento.

A variação do fator de interferência axial (a) com os ângulos azimutais depende dos parâmetros de geometria da pá, diâmetro da turbina e das condições de operação. A relação do fator de interferência axial pode ser melhor entendida em [86], [88]–[90].

O método DMST resolve simultaneamente duas equações, a primeira obtida pela conservação do momento e a outra, baseada nos coeficientes aerodinâmicos da pá (coeficiente de sustentação e coeficiente de arrasto) e na velocidade nominal do vento pela teoria de momento de elemento de pá (BEM). Essas equações são resolvidas duas vezes, sendo uma para a zona contra o vento e outra para a zona a favor do vento.

O método BEM identifica todo o plano da turbina em fragmentos radiais e, aplicando a teoria do momento linear e angular, calcula a força de empuxo e o torque ao redor do eixo da turbina para cada fragmento. Para isto, a teoria do BEM calcula a força de normal e a força tangencial atuantes nas pás a partir dos dados de coeficiente de sustentação (C_l) e coeficiente de arrasto (C_d), cujos valores foram obtidos através do software JavaFoil, como já apresentado na seção 3.2.1.2.

As equações do método DMST são mais bem compreendidas em [86] e são apresentadas a seguir:

Primeira metade contra o vento: ($\pi \leq \theta \leq 2\pi$)

$$C_{T-mom} = 4a(1 - a) \quad 3.9$$

$$C_{T-BEM} = \left(\frac{Nc}{R}\right) \left(\frac{1}{2\pi}\right) \left(\frac{V_R}{V_\infty}\right)^2 \left[-C_t \left(\frac{\cos \theta}{\sin \theta}\right) + C_n\right] \quad 3.10$$

$$\frac{V_R}{V_\infty} = \sqrt{((1 - a) \sin \theta)^2 + ((1 - a) \cos \theta + \lambda)^2} \quad 3.11$$

$$\alpha = \tan^{-1} \left(\frac{(1 - a) \sin \theta}{(1 - a) \cos \theta + \lambda} \right) \quad 3.12$$

Segunda metade a favor do vento: ($\pi \leq \theta \leq 2\pi$)

$$C_{T-mom} = 4a'(1 - a') \quad 3.13$$

$$C_{T-BEM} = \left(\frac{Nc}{R}\right) \left(\frac{1}{2\pi}\right) \left(\frac{V'_R}{V'_\infty}\right)^2 \left[C_t \left(\frac{\cos \theta}{\sin \theta}\right) + C_n\right] \quad 3.14$$

$$\frac{V'_R}{V'_\infty} = \sqrt{(-(1 - a') \sin \theta)^2 + \left((1 - a') \cos \theta + \lambda \left(\frac{V_\infty}{V'_\infty}\right)\right)^2} \quad 3.15$$

$$\alpha = \tan^{-1} \left(\frac{-(1 - a') \sin \theta}{(1 - a') \cos \theta + \lambda \left(\frac{V_\infty}{V'_\infty}\right)} \right) \quad 3.16$$

O torque instantâneo (Q_i) em uma única pá em uma determinada posição (θ) é expresso como:

$$Q_i = \frac{1}{2} \rho V_R^2 (Hc) C_t R \quad 3.17$$

Já o torque médio ($Q_{médio}$) no rotor correlacionando o número de pás (N) em uma volta completa é expressa como:

$$Q_{médio} = N \times \sum_{i=1}^{i=2m} \frac{1}{2} \rho V_R^2 (Hc) C_t R \quad 3.18$$

Onde (m) é o número de tubos de fluxo e, é igual a metade do número de $\Delta\theta$.

Os valores das velocidades tangencial (V_b) e normal (V_n), velocidade relativa (V_{rel}) e do ângulo de ataque (α), podem ser calculados conforme as equações:

$$V_b = R\Omega + \bar{u} \cos \theta + \bar{v} \sin \theta \quad 3.19$$

$$V_n = \bar{u} \sin \theta + \bar{v} \cos \theta \quad 3.20$$

$$V_{rel} = \sqrt{V_b^2 + V_n^2} \quad 3.21$$

$$\alpha = \tan^{-1} \left(\frac{\sin \theta}{\cos \theta + \lambda} \right) = \tan^{-1} \left(\frac{V_n}{V_b} \right) = \varphi - \delta \quad 3.22$$

Onde (R) é o raio da turbina, (Ω) velocidade angular, (\bar{u}) velocidade média em sentido direto ao fluxo, (\bar{v}) velocidade lateral média, (λ) razão de velocidade de ponta de pá, (φ) ângulo de inclinação e (δ) ângulo de passo.

Em relação a força de reação das turbina eólicas, essas advém do fluxo de ar livre, sendo decomposta em duas direções, uma perpendicular à velocidade relativa do vento e a outra paralela à velocidade relativa do vento, denominadas respectivamente como força de sustentação (F_l) e força de arrasto (F_d). As forças de sustentação e de arrasto são divididas em componentes tangenciais e normais, assim denominadas força tangencial (F_t) e força normal (F_n), como representado na figura 71.

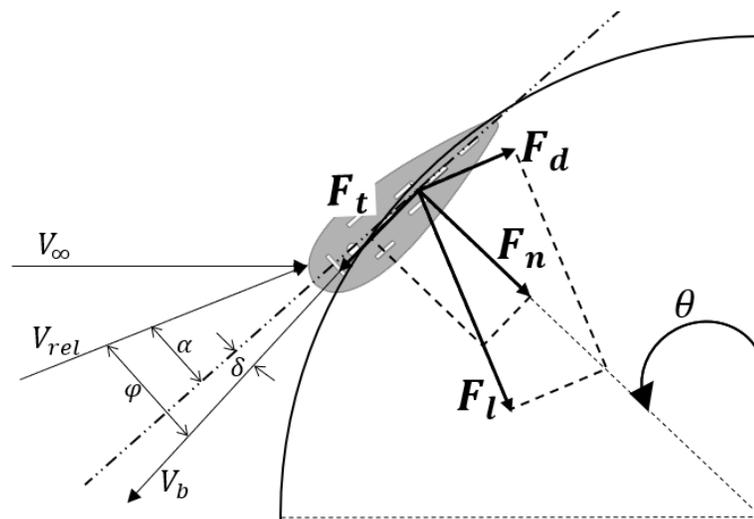


figura 71 - Forças atuantes em uma pá
Adaptado de [86,90]

Conforme as definições mostradas na figura 71, as forças de sustentação e arrasto e as forças tangenciais e normais, podem ser expressas em relação aos seus coeficientes de sustentação (C_l) e de arrasto (C_d) e coeficientes de força tangencial (C_t) e de força normal (C_n).

Coeficiente e força de sustentação:

$$C_l = [C_t \sin \alpha + C_n \cos \alpha] \frac{V_\infty^2}{V_{rel}^2} \frac{d}{c} = \frac{F_l}{0,5\rho AV_{rel}^2} \quad 3.23$$

$$F_l = 0,5\rho AC_l V_{rel}^2 \quad 3.24$$

Coeficiente e força de arrasto:

$$C_d = -[C_t \cos \alpha + C_n \sin \alpha] \frac{V_\infty^2 d}{V_{rel}^2 c} = \frac{F_d}{0,5\rho AV_{rel}^2} \quad 3.25$$

$$F_d = 0,5\rho AC_d V_{rel}^2 \quad 3.26$$

Coeficiente e força tangencial:

$$C_t = C_l \sin \varphi - C_d \cos \varphi = \frac{F_t}{0,5\rho AV_{rel}^2} \quad 3.27$$

$$F_t = F_l \sin \varphi - F_d \cos \varphi \quad 3.28$$

Coeficiente e força normal:

$$C_n = C_l \cos \varphi + C_d \sin \varphi = \frac{F_n}{0,5\rho AV_{rel}^2} \quad 3.29$$

$$F_n = F_l \cos \varphi + F_d \sin \varphi \quad 3.30$$

Onde (ρ) é a massa específica do ar, (A) é a área da pá, (d) é o diâmetro da turbina e (c) é a corda da pá.

Como deduzido pelas equações (3.23-3.30), entende-se como coeficiente de força tangencial a diferença entre os componentes tangenciais das forças de sustentação e arrasto, sendo a força tangencial utilizada para estimar a potência da turbina. Da mesma forma, entende-se como o coeficiente de força normal a diferença entre os componentes normais das forças de sustentação e arrasto, sendo a força normal refletindo as cargas atuantes na pá.

Os coeficientes de sustentação e coeficiente de arrasto podem ser decompostos nos sentidos normal e tangencial em relação aos ângulos azimutais. O coeficiente de força tangencial é o responsável por atribuir potência à cada elemento da pá, sendo definido como a razão entre o torque real desenvolvido pela turbina e o torque teórico disponível no vento.

A iteração procedente dos cálculos do método DMST segue como apresentado na figura 72, [87,90].

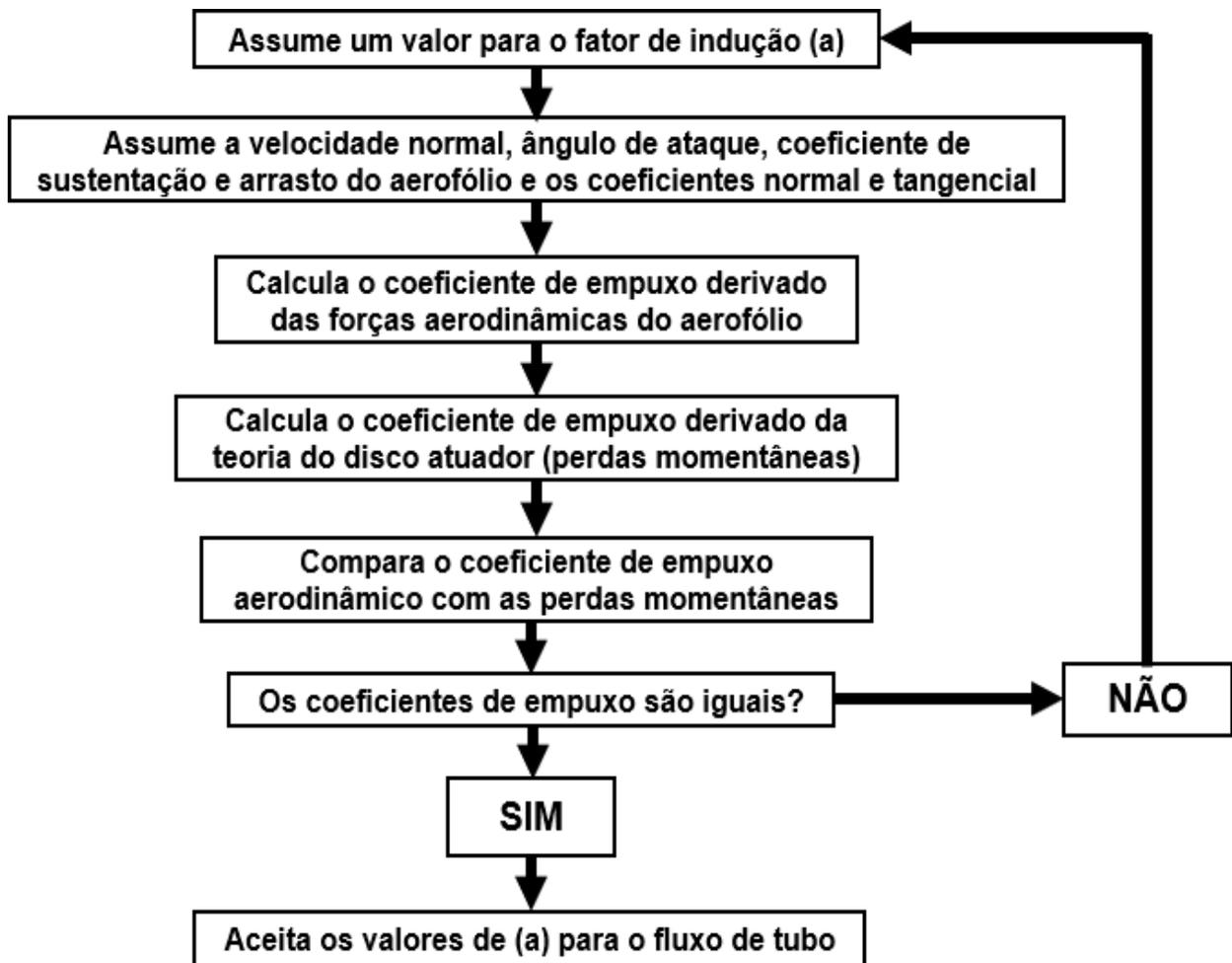


figura 72 – Iteração no programa do modelo DMST
Adaptado de [87,90]

4. RESULTADOS

4.1 RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES USANDO O MÉTODO DMST

Para as análises dos testes experimentais das turbinas TEiiM com índice de solidez 0,14 e TEiiM com índice de solidez 0,23, foi utilizado o método DMST, usando o aplicativo computacional MATLAB.

As simulações foram realizadas levando em consideração os valores do perfil simétrico, padronizado, NACA 0024. As turbinas foram simuladas no método DMST com as velocidades de vento de 8 m/s e de 10 m/s. O número de tubos de corrente utilizados nesta análise foram 24, sendo 12 tubos de corrente de entrada contra o vento e 12 tubos de corrente de saída a favor do vento, como detalhado na figura 69.

Nas figuras 73 e 74 são apresentados os gráficos dos coeficientes de potência (C_p) pela razão de velocidade de ponta de pá (TSR) das turbinas TEiiM (0,14) e TEiiM (0,23), para os dois cenários de velocidade de vento, sendo esses de 8 m/s e de 10 m/s.

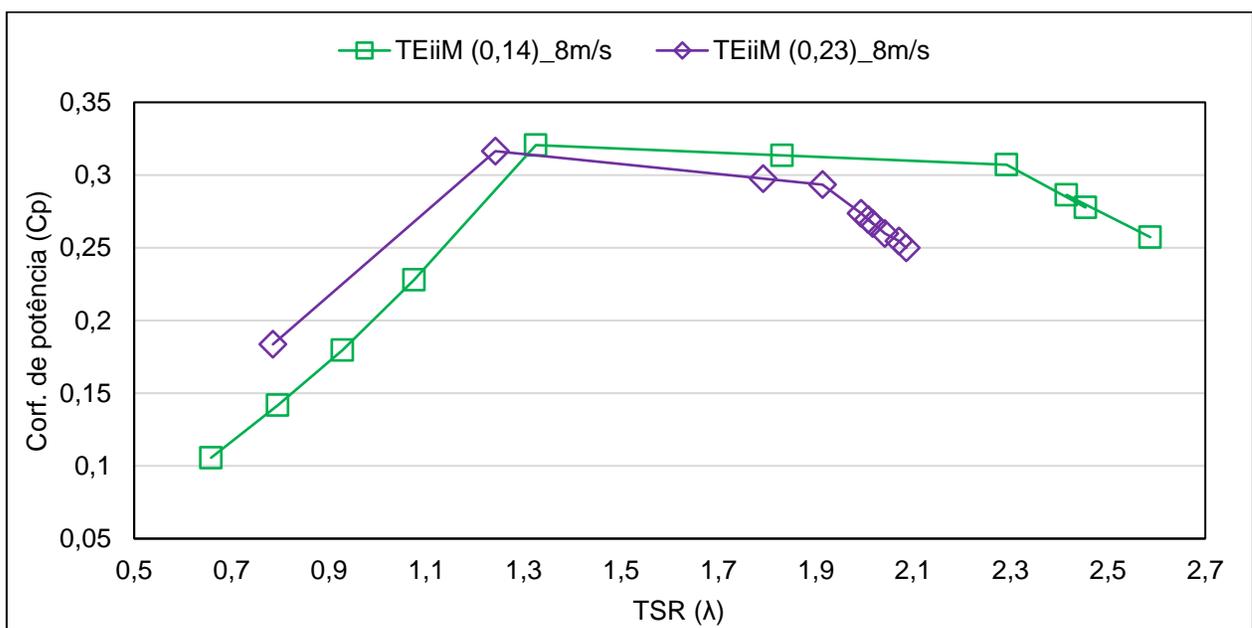


figura 73 - Curvas de C_p x TSR - 8 m/s

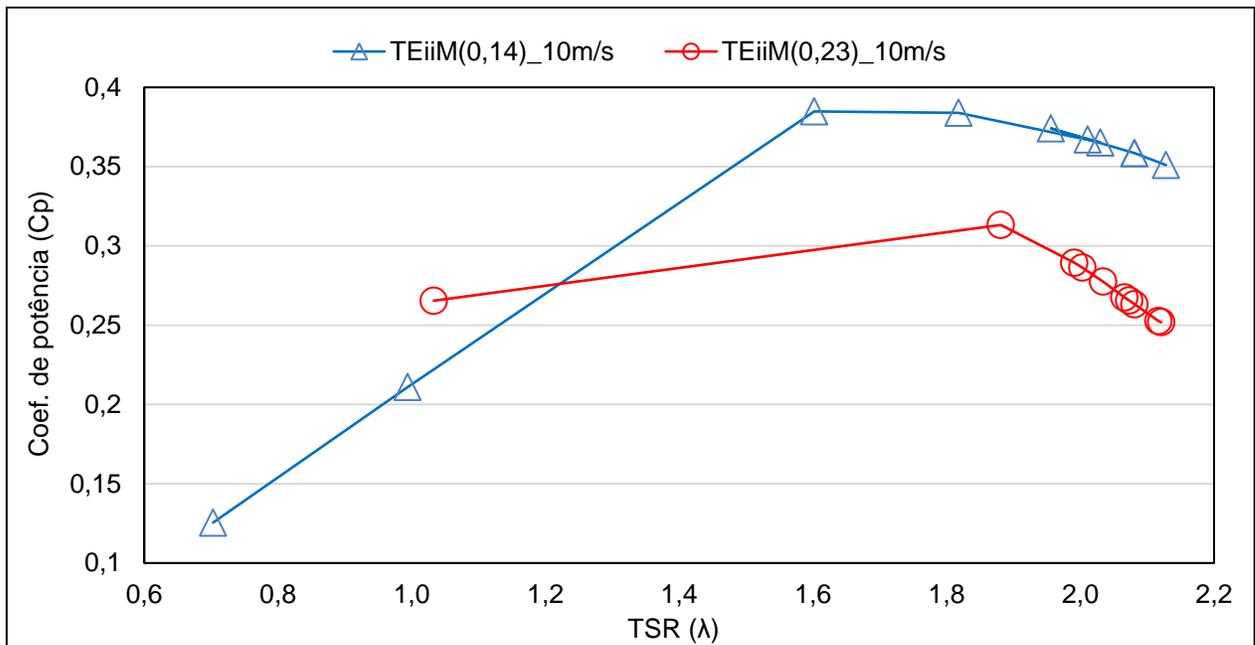


figura 74 - Curvas de C_p x TSR - 10 m/s

Nota-se nos gráficos das figuras 73 e 74 que, em menores valores de TSR, a turbina TEiiM com menor índice de solidez apresentou valores inferiores de C_p em relação à TEiiM com maior índice de solidez. O aumento de TSR resulta em um crescimento de C_p até um valor máximo, onde apresenta alta inclinação. Essa tendência é observada de forma semelhante em ambas as turbinas TEiiM, o que implica com base nos TSR, em três regimes operacionais para cada turbina TEiiM, sendo estes definidos como:

- Regime de baixa velocidade de rotação, onde o TSR é baixo e ocasiona pequenas variações nos ângulos de ataque, de modo que o sistema apresenta baixo valor de C_p ;
- Regime ideal, no qual há o melhor desempenho de TSR para a geração máxima de C_p ;
- Regime de alta velocidade de rotação, onde o TSR é alto e apresenta excessiva separação nos ângulos de ataque. Com isso, o vento que passa pela turbina não é aproveitado, fazendo com que a curva C_p comece a declinar.

Nos gráficos das figuras 75 e 76, podem ser comparadas as turbinas TEiiM nos dois cenários de velocidades de vento. As curvas mostram a potência para cada turbina TEiiM em relação à velocidade de rotação ideal, para a verificação de onde a potência é máxima.

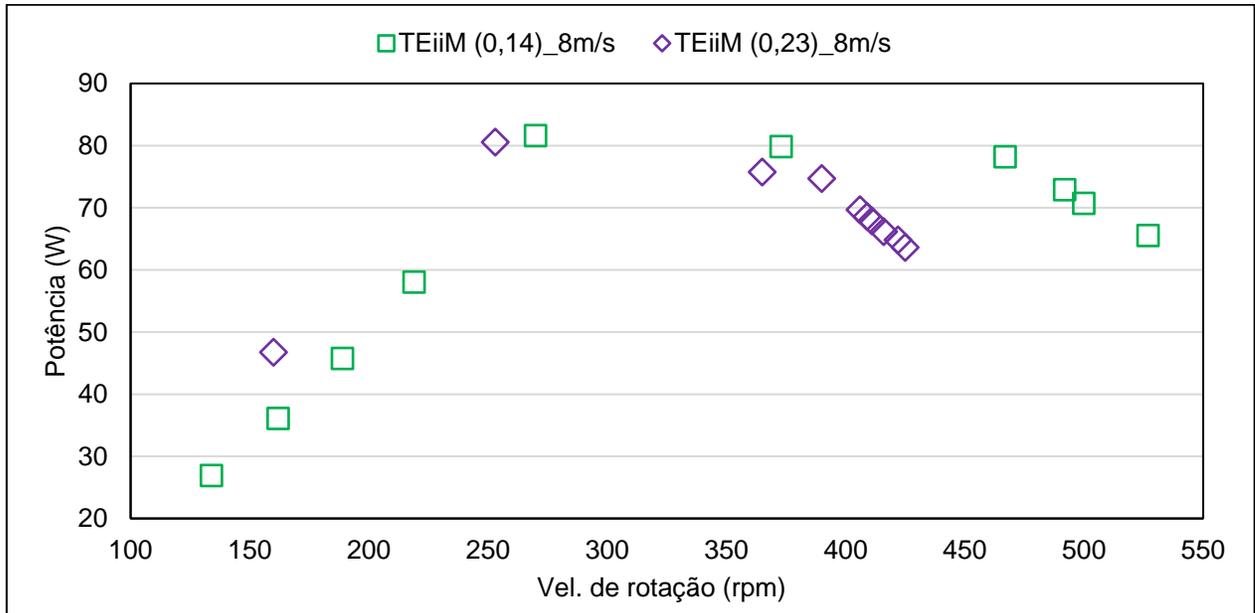


figura 75 - Curva de potência x Vel. de rotação - 8 m/s

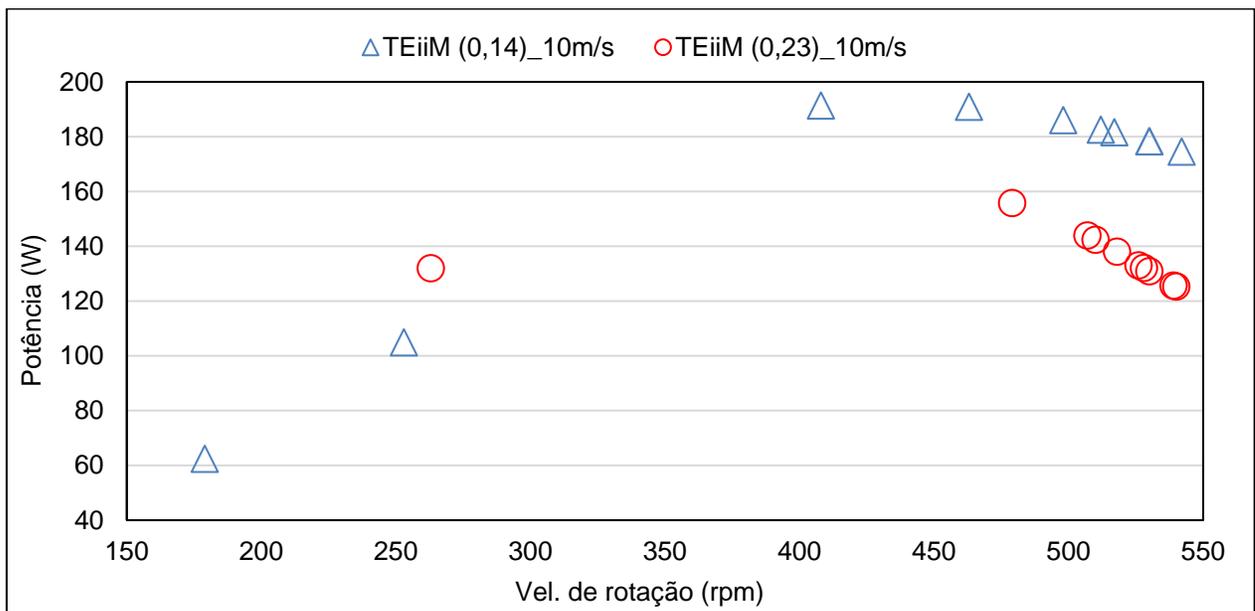


figura 76 - Curva de potência x Vel. de rotação - 10 m/s

Nos gráficos das figuras 75 e 76, fica evidenciado a maior potência gerada pela TEiiM com menor índice de solidez nas duas velocidades de vento. Enquanto a TEiiM com maior índice de solidez ao atingir a potência máxima, apresentou nas duas velocidades de vento, uma diminuição abrupta da potência, mesmo com a velocidade de rotação da turbina aumentando. Isto ocorreu devido ao aproveitamento máximo da pá já ter sido atingido, ocasionando a diminuição da potência devido ao descolamento da camada limite.

O torque de uma turbina eólica é fator importante no seu desenvolvimento, visto que ele é quem determina a potência que será produzida no gerador elétrico, passando de energia mecânica rotacional do eixo da turbina eólica para energia elétrica no gerador elétrico. No entanto, esse não é o único fator que tem de ser observado, sendo necessário mesclar o torque (M) e o coeficiente de potência (Cp) para encontrar a melhor configuração entre a razão de velocidade de ponta de pá (TSR) e a velocidade de rotação (rpm) das turbinas.

Com esta análise, o torque é dado pela expressão 2.7, foram gerados gráficos de torque em função do (Cp x rpm) para cada turbina TEiiM em estudo, nos dois cenários de velocidades de vento. Estes gráficos são apresentados entre as figuras 77 e 80.

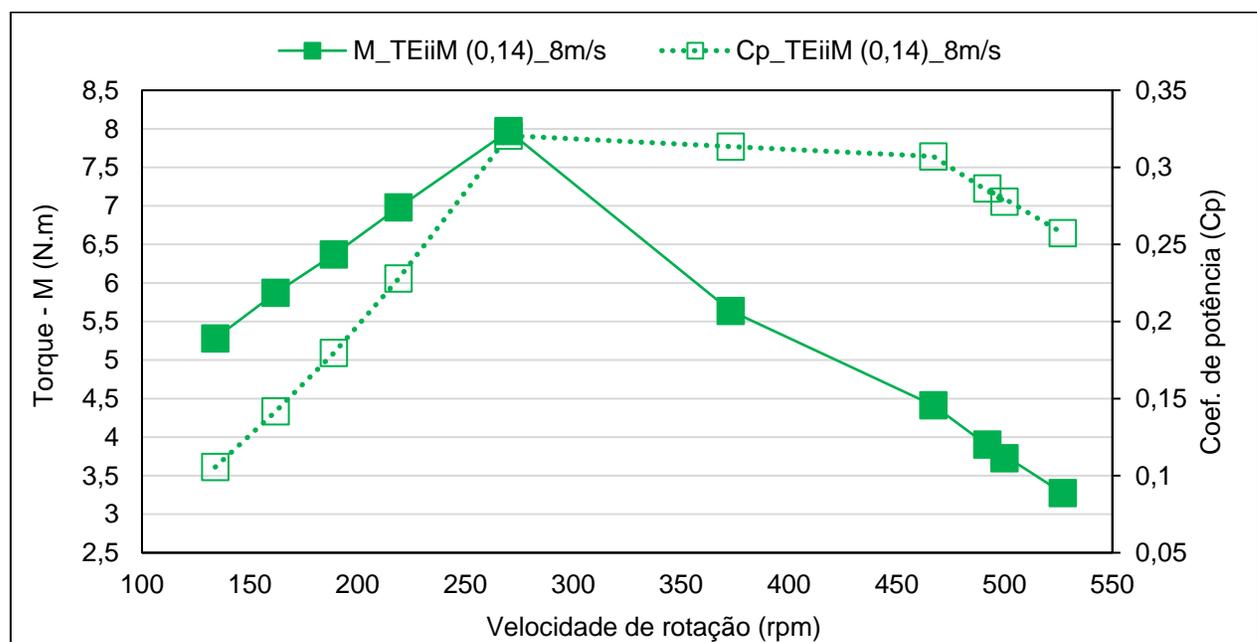


figura 77 - Relação entre M e Cp x rpm - TEiiM 0,14_8m/s

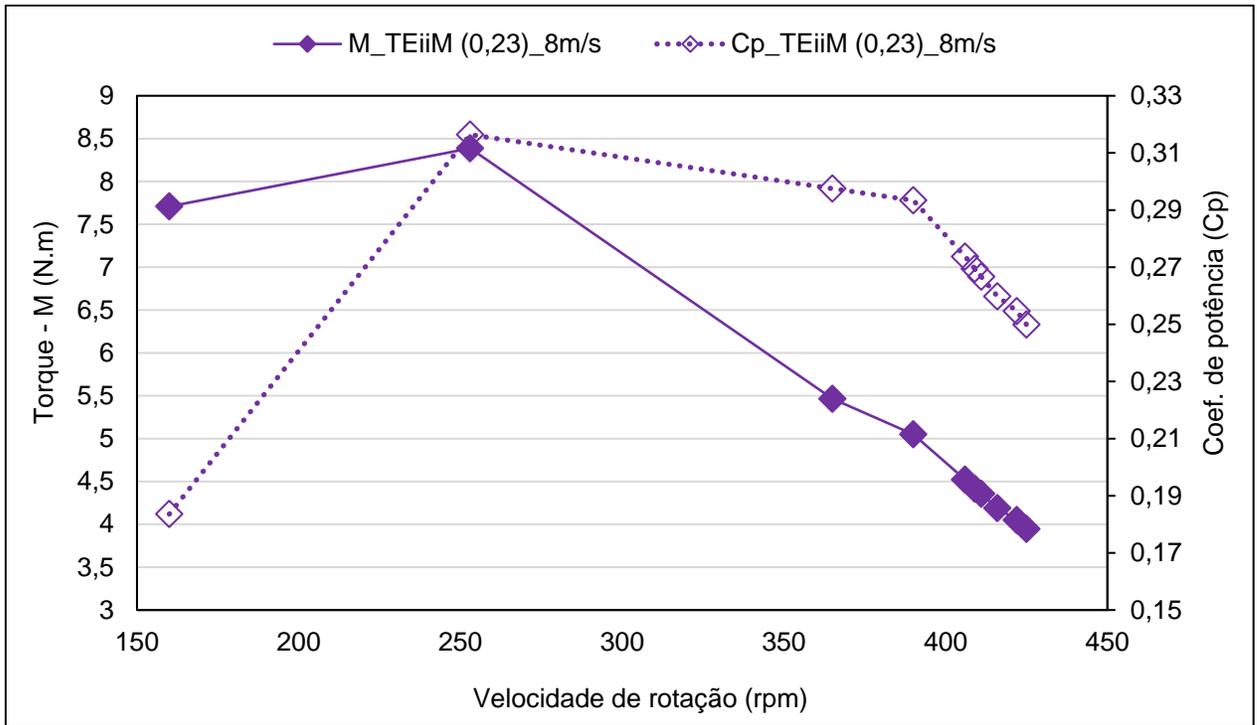


figura 78 - Relação entre M e Cp x rpm - TEiiM 0,23_8m/s

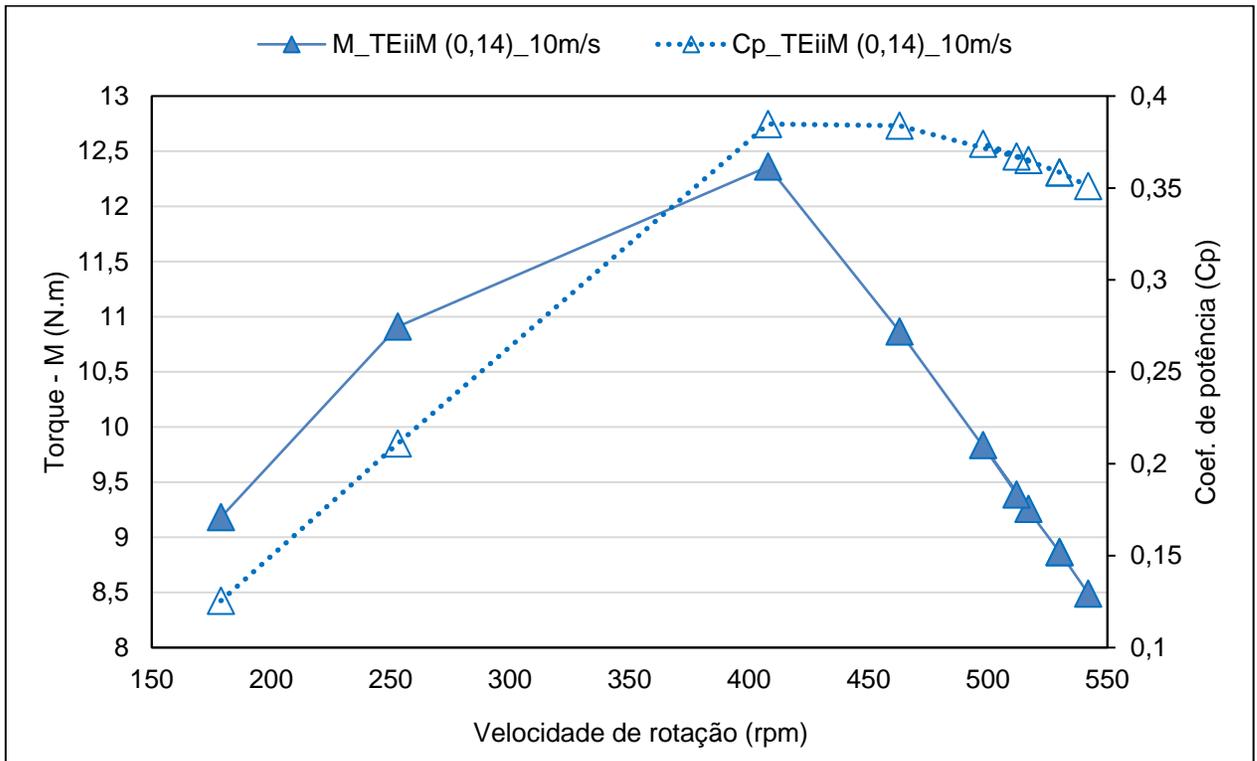


figura 79 - Relação entre M e Cp x rpm - TEiiM 0,14_10m/s

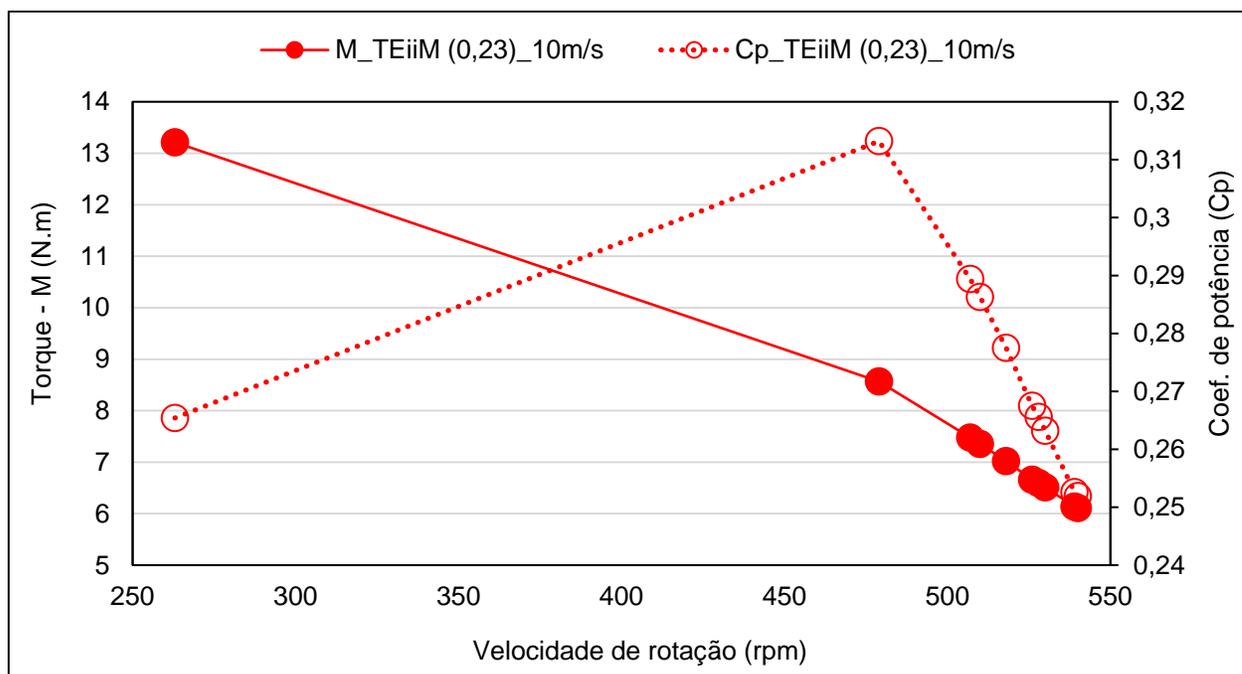


figura 80 - Relação entre M e Cp x rpm - TEiiM 0,23_10m/s

Os gráficos da figura 77 até a figura 80 mostram a relação entre o torque e o coeficiente de potência em relação às velocidades de rotação produzida pelas turbinas TEiiM com índice de solidez 0,14 e TEiiM com índice de solidez 0,23, nos dois cenários de velocidade de vento. Nestas comparações fica ainda mais visível o porquê das escolhas dos TSR de cada configuração da turbina TEiiM para cada velocidade de vento. Estas relações são apresentadas na tabela 5.

4.2 ANÁLISE DAS SIMULAÇÕES USANDO O MÉTODO DMST

Com os resultados das simulações foi possível obter as análises apresentadas em destaque na figura 81. Os valores dos melhores desempenhos para cada índice de solidez da turbina TEiiM, em seu maior coeficiente de potência (C_p), nas velocidades de vento de 8 m/s e de 10 m/s, são mostrados na tabela 5. Os demais resultados são apresentados nos APÊNDICES D1 e D2.

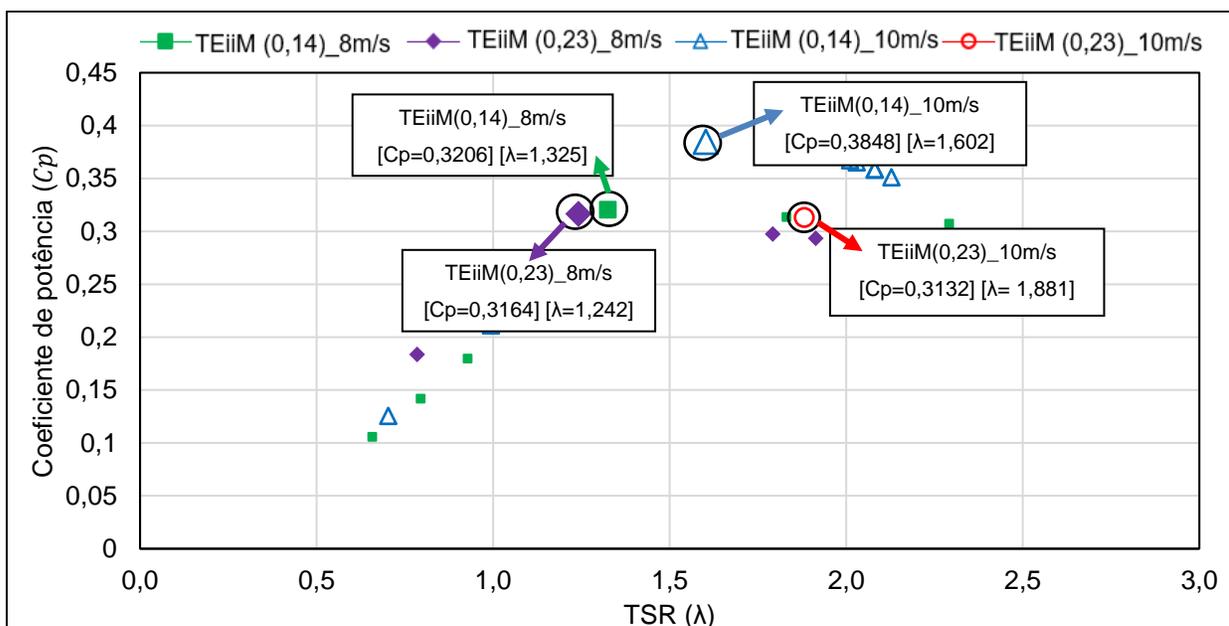


figura 81 – Projeção dos melhores coeficientes de potência por turbina

tabela 5 - Melhores desempenhos das turbinas TEiiM

TURBINA	Vel. do vento (m/s)	Vel. de ponta de pá (TSR)	Vel. de rotação (rpm)	Torque – M (N.m)	Coeficiente de potência (C_p)
TEiiM - 0,14	8	1,325	270	7,97	0,3206
TEiiM - 0,23	8	1,242	253	8,38	0,3164
TEiiM - 0,14	10	1,602	408	12,36	0,3848
TEiiM - 0,23	10	1,881	479	8,56	0,3132

Nos resultados apresentados na tabela 5, observa-se que a TEiiM com menor índice de solidez apresentou coeficientes de potência superiores nos dois cenários de velocidades de vento, inclusive, apresentando diferença de 7% na velocidade de vento de 10 m/s.

Os gráficos da figura 82 relacionam o tempo decorrido por cada turbina TEiiM nas simulações de coeficiente de potência, durante os 10 minutos de testes. Nestes gráficos é possível observar também, o tempo decorrido para cada turbina atingir seu melhor desempenho. Os valores podem ser vistos na tabela 5.

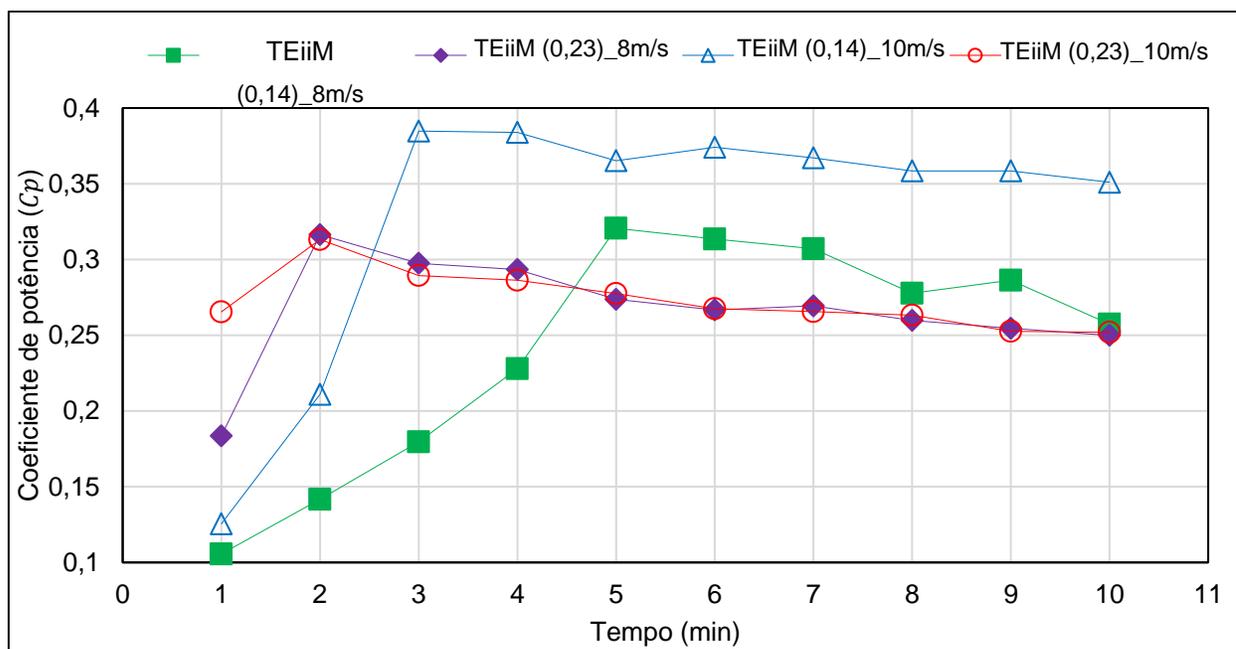


figura 82 - Cp x tempo

Os gráficos da figura 82, mostram que nas duas velocidades de vento a turbina TEiiM com maior índice de solidez apresentou seu melhor desempenho de coeficiente de potência, decorridos 2 minutos. Já a turbina TEiiM, com menor índice de solidez, teve seu melhor desempenho de coeficiente de potência na velocidade de vento de 8 m/s decorridos 5 minutos e na velocidade de vento de 10 m/s depois de decorridos 3 minutos.

Os gráficos da figura 82 mostram, também, que a turbina TEiiM com índice de solidez 0,23 apresentou maiores C_p iniciais. Esse resultado é correspondente ao aproveitamento superior desta turbina em baixas velocidades de vento, por dispor de maior número de pás.

Para as análises realizadas na sequência, considerou-se somente a razão de velocidade de ponta de pá (TSR) em que cada turbina TEiiM alcançou o seu melhor coeficiente de potência (C_p), como apresentado na tabela 5.

Nestas análises foram gerados gráficos de coeficiente de forças tangenciais e normal, valores de Reynolds, ângulos de ataque e os coeficientes de sustentação e de arrasto para cada valor de TSR das turbinas TEiiM. Essas análises consideram o giro completo da pá nos 360° de rotação da turbina, sendo 180° positivos, contra o vento e 180° negativos, a favor do vento, como apresentado no item 3.4.

Nos gráficos das figuras 83 e 84 são mostrados, respectivamente, os coeficientes de força tangencial (C_t) para os cenários com velocidade de vento de 8 m/s e de 10 m/s, respectivamente. O coeficiente de força tangencial está diretamente ligado à potência desenvolvida pela turbina.

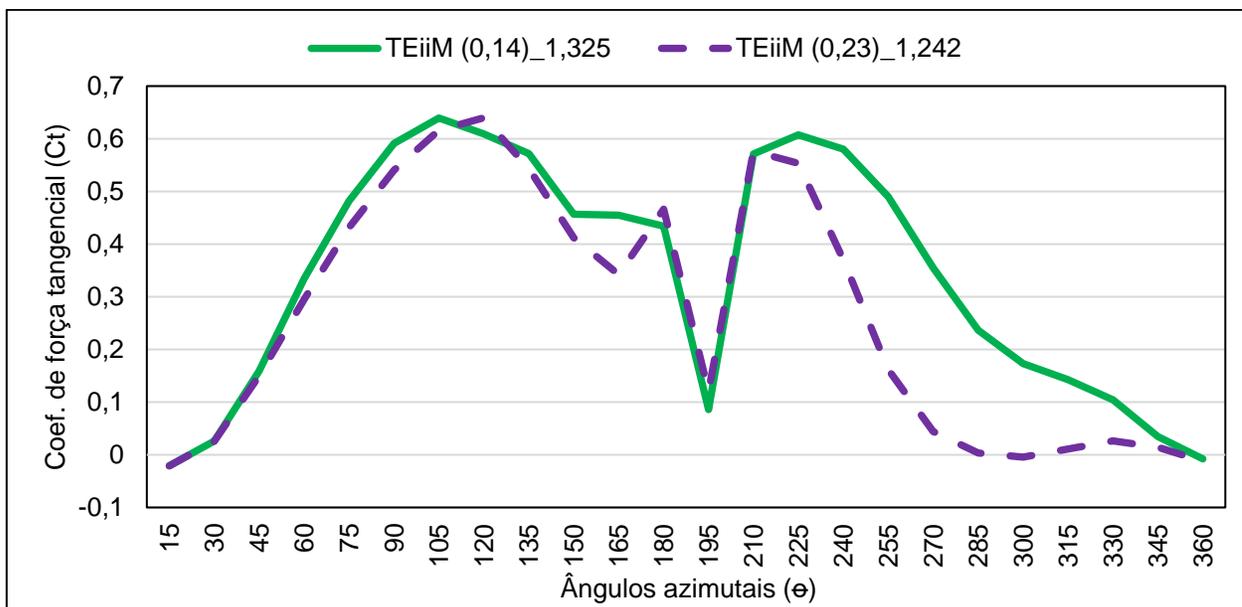


figura 83 - Coeficientes de força tangencial da TEiiM para diferentes TSR - 8 m/s

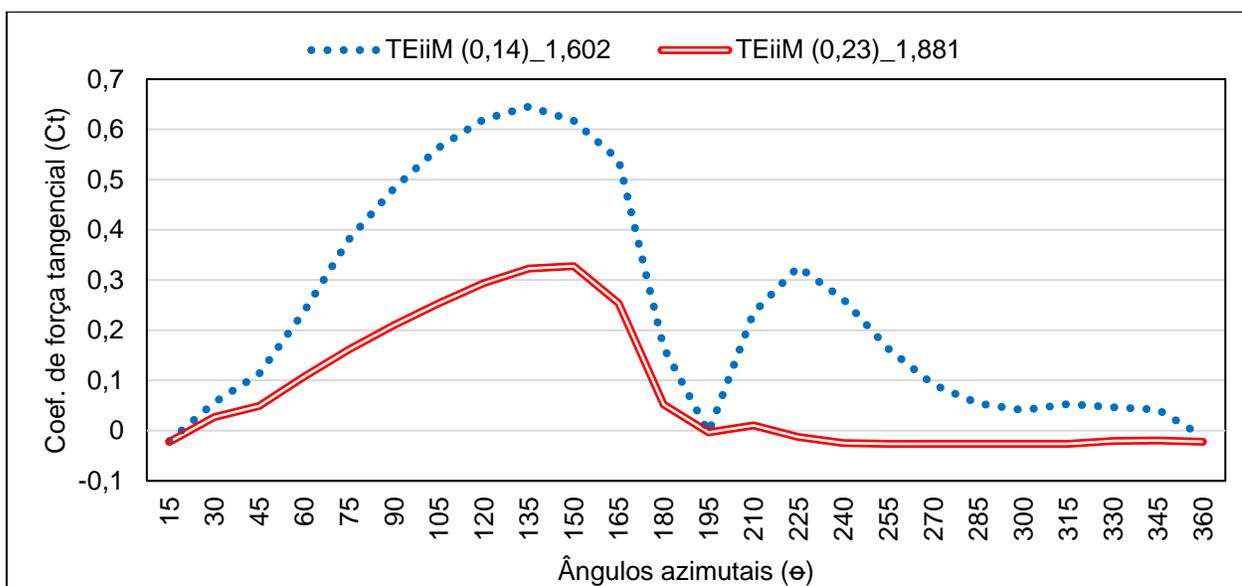


figura 84 - Coeficientes de força tangencial da TEiiM para diferentes TSR - 10 m/s

Relacionando os coeficientes de força tangencial mostrado nos gráficos das figuras 83 e 84, é possível observar que as maiores oscilações ocorrem nos menores valores de TSR (λ), sendo estes ($\lambda=1,325$) e ($\lambda=1,242$). Estas oscilações estão ligadas à velocidade de rotação da turbina e ocorrem de maneira mais perceptível na parte frontal, onde o vento está atingindo a turbina eólica diretamente, sem interferências, de modo que quanto menores forem os valores de TSR, maiores serão estas oscilações. Essa comparação fica mais bem evidenciada nos gráficos da figura 84, onde o maior valor de TSR apresenta as menores oscilações.

Já os gráficos das figuras 85 e 86 apresentam a relação da força normal (C_n) durante o giro da pá, para os cenários com velocidade de vento de 8 m/s e de 10 m/s respectivamente. O coeficiente de força normal está associado com as cargas mecânicas atuantes nas pás da turbina durante o giro nos ângulos azimutais (θ).

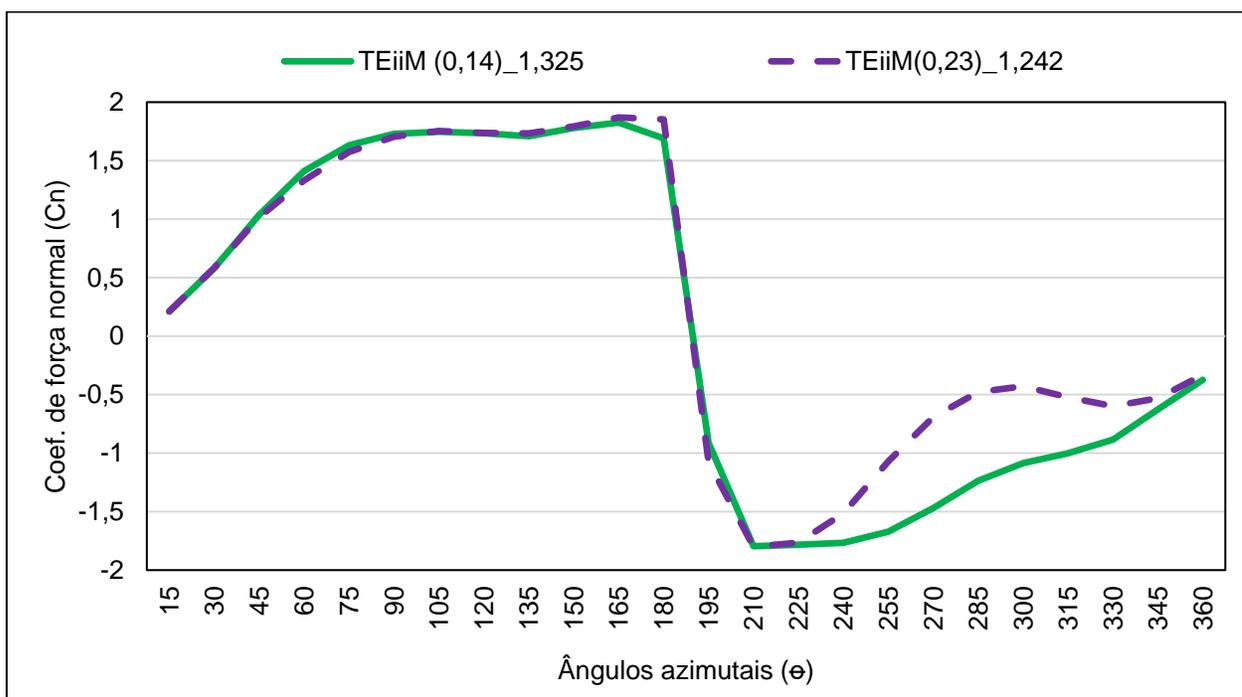


figura 85 - Coeficientes de força normal da TE_{iiM} para diferentes TSR - 8 m/s

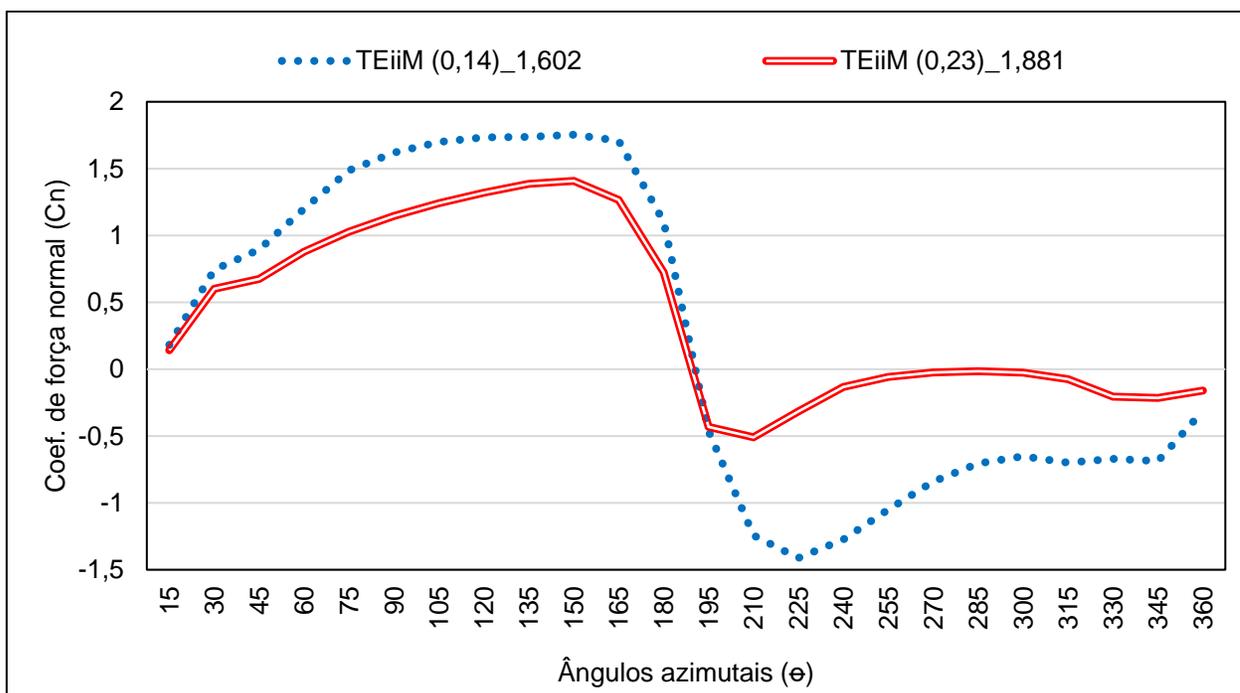


figura 86 - Coeficientes de força normal da TEiiM para diferentes TSR - 10 m/s

Em contraste aos gráficos de coeficiente de força tangencial, nos gráficos de coeficiente de força normal apresentados nas figuras 85 e 86, um TSR de valor mais alto, pode em alguns casos, resultar em valores maiores de coeficiente de força normal na primeira metade contra o vento. No entanto, na segunda metade a favor do vento, os maiores valores de TSR resultam em menores valores dos coeficientes de força normal, como pode ser observado principalmente nos gráficos da figura 86.

Os gráficos das figuras 87 e 88, apresentam os valores de número de Reynolds para cada valor de TSR durante os 360° de giro da pá. Os gráficos foram gerados para os dois cenários com velocidade de vento de 8 m/s e de 10 m/s respectivamente.

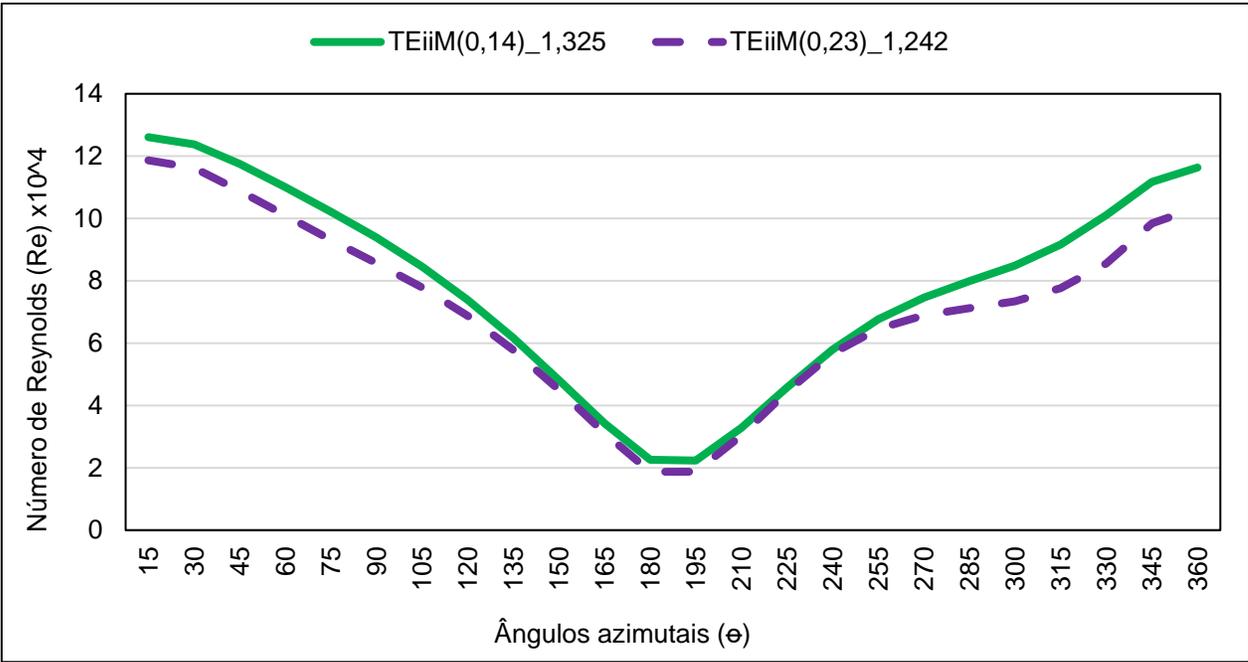


figura 87 - Comparação entre números de Reynolds para diferentes TSR - 8 m/s

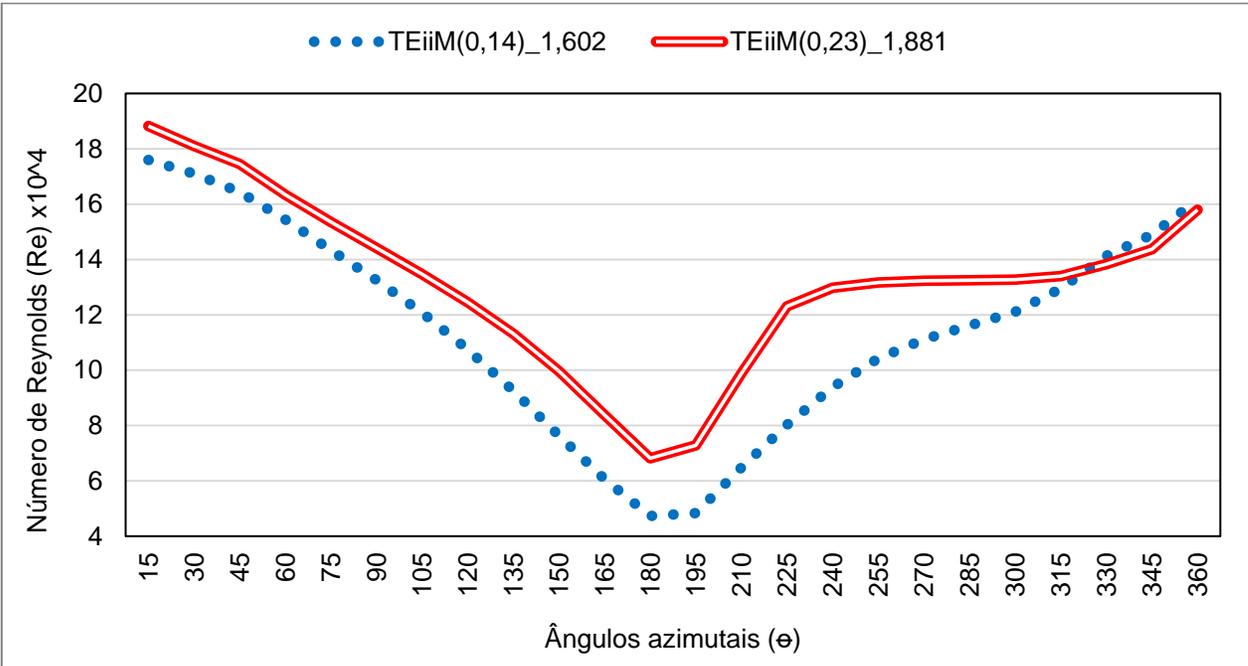


figura 88 - Comparação entre números de Reynolds da TEiiM - 10 m/s

A relação entre os gráficos dos valores de Re, figuras 87 e 88, na comparação com os gráficos dos coeficientes de força tangencial, figuras 83 e 84, e com os gráficos

dos coeficientes de força normal (figuras 85 e 86), permite observar que os menores valores de Re ($\lambda - 1,242$) e ($\lambda - 1,325$) foram os que apresentaram os maiores valores de dos coeficientes de força tangencial e de força normal, assim como maiores oscilações durante o giro da turbina.

Na segunda metade de giro, a favor do vento, é possível observar a redução na flutuação dos coeficientes de força tangencial e de força normal nas turbinas que apresentaram os maiores valores de Re ($\lambda - 1,602$) e ($\lambda - 1,881$). Isso decorre devido às oscilações ocasionadas na interação da pá na esteira gerada, da metade à jusante da turbina, em decorrência da maior velocidade de vento que atinge essas turbinas, ocasionando maiores velocidades de rotação delas.

Para diminuir as perdas de cargas tangenciais nos menores valores de TSR, ocasionada na esteira gerada pela turbina, vê-se como melhora o aumento do número de Reynolds. Esta melhora pode corresponder à redução da esteira causada pelo eixo da turbina com maiores valores de Re.

Nos gráficos das figuras 89 e 90 são mostrados os ângulos de ataque que cada turbina TEiiM gerou durante sua rotação.

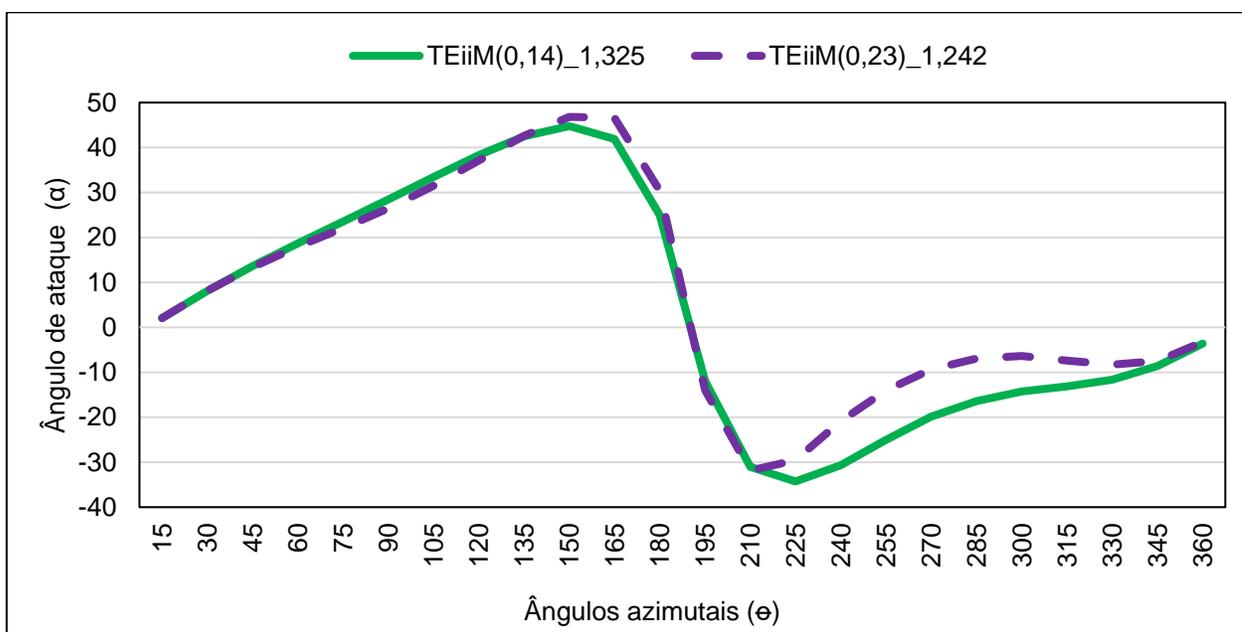


figura 89 - Ângulos de ataque da TEiiM para diferentes TSR - 8 m/s

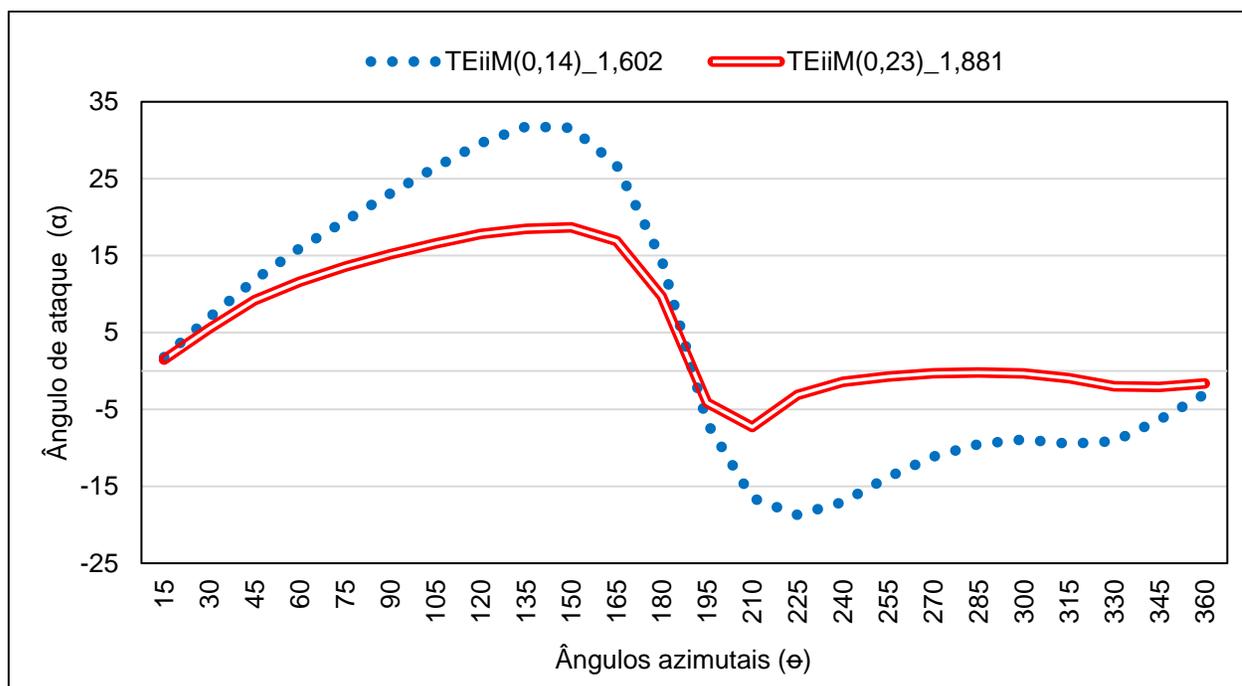


figura 90 - Ângulos de ataque da TEiIM para diferentes TSR - 10 m/s

Tanto os gráficos da figura 89 quanto os gráficos da figura 90 apresentam valores superiores de ângulo de ataque na metade frontal da turbina, a qual está recebendo o vento em sua totalidade e sem interferências. Entretanto, ocorre uma diminuição destes ângulos de ataque na parte posterior da turbina, uma vez que nesta região o vento não atinge as pás da turbina diretamente, ocasionando forte impacto de interferência na parte posterior de giro, que está relacionada com a interação da pá com a esteira gerada pela turbina e por seu eixo.

Pode ser observado que ao relacionar os gráficos de ângulo de ataque, figuras 89 e 90, com os gráficos de coeficiente de força tangencial, figuras 83 e 84, no plano de rotação da turbina, entre os ângulos 0° e 105° , os menores valores de TSR apresentam os maiores valores de ângulos de ataque, resultando em cargas tangenciais maiores. Este é o resultado de obtenção de valores altos de ângulo de ataque e de coeficiente de sustentação para valores baixos de TSR. Entre os ângulos 105° e 195° , são observadas variações irregulares nas curvas de coeficiente de força tangencial dos gráficos da figura 83. Essa variação irregular, em dois estágios, é associada à queda no valor do coeficiente

de sustentação e de um pico no valor de coeficiente de arrasto, como podem ser vistas nas figuras 91 e 93.

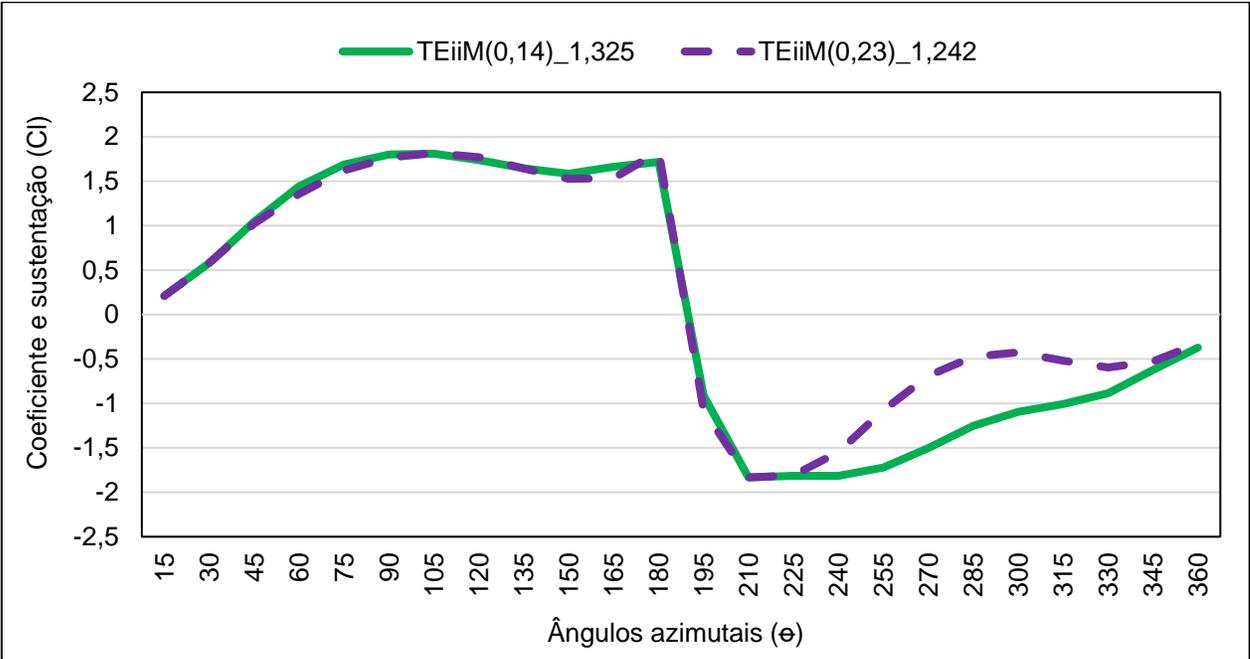


figura 91 - Coeficientes de sustentação da TEiiM para diferentes TSR - 8 m/s

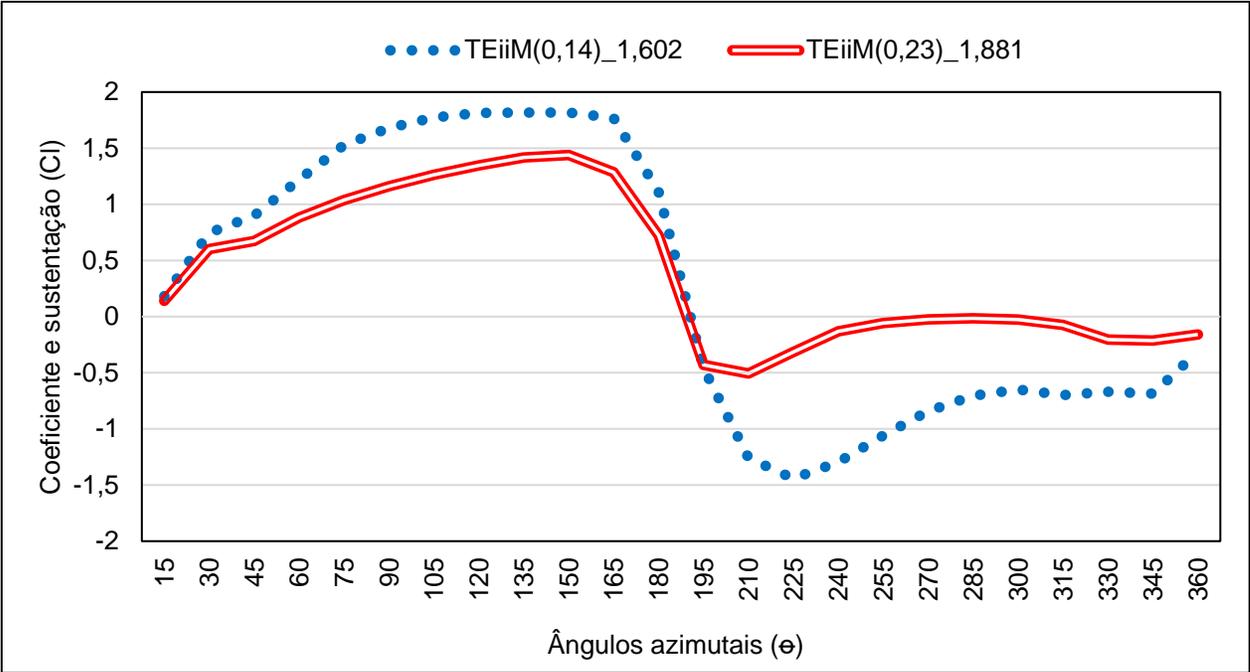


figura 92 - Coeficientes de sustentação da TEiiM para diferentes TSR - 10 m/s

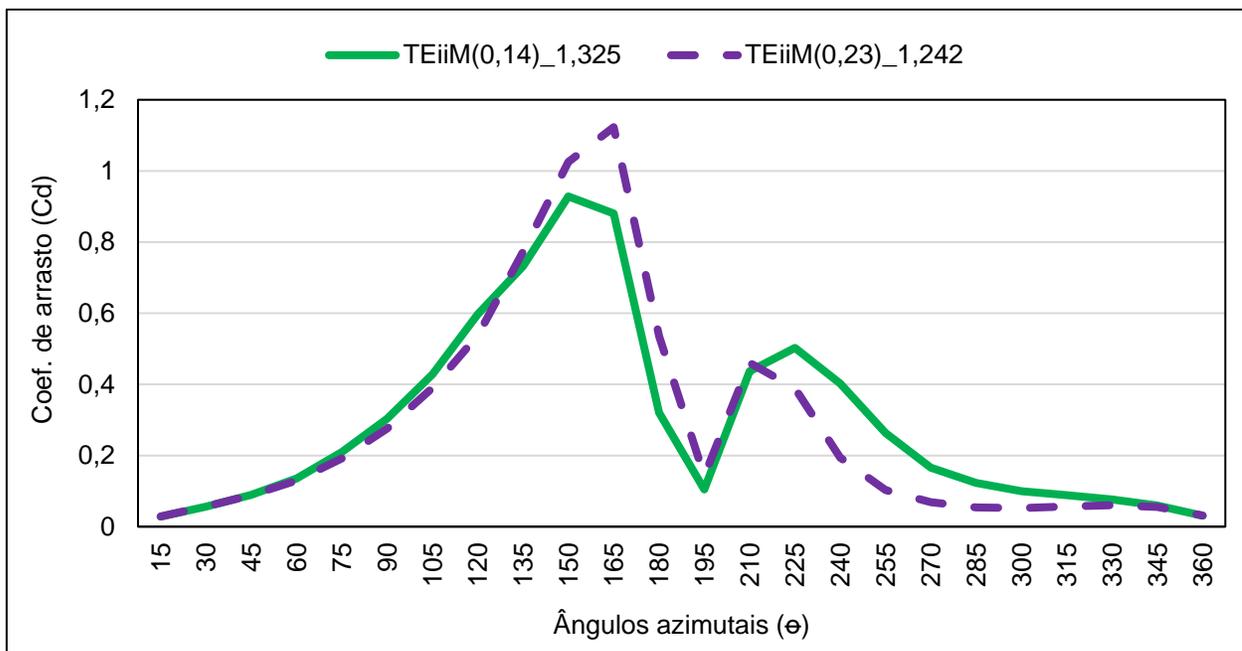


figura 93 - Coeficientes de arrasto da TEiiM para diferentes TSR - 8 m/s

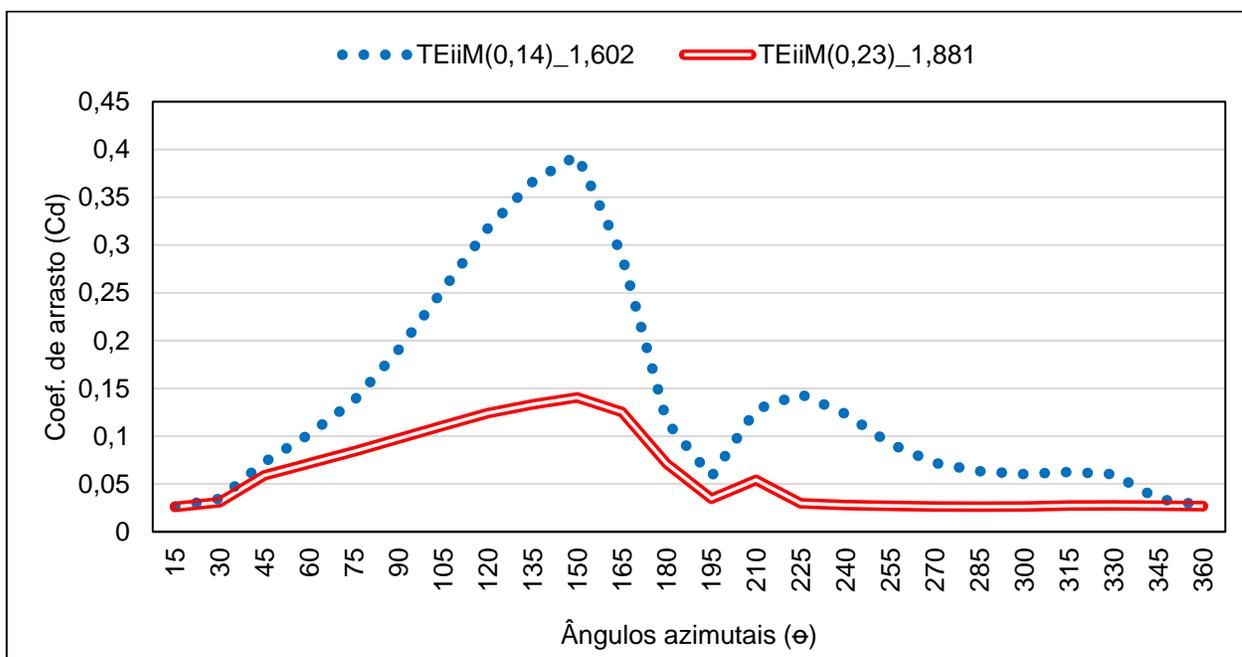


figura 94 - Coeficientes de arrasto da TEiiM para diferentes TSR - 10 m/s

Nas figuras 92 e 94 pode-se observar que os maiores valores de TSR ocasionaram os menores coeficientes de sustentação e de arrasto.

A operação de uma TEEV é altamente variável durante o giro, como mostrado pelos gráficos da figura 83 até a figura 94. Isso ocorre, devido à mudança no ângulo de ataque (em que o vento atinge a pá) durante sua rotação e da velocidade de rotação da turbina. Essa instabilidade ocorre independentemente do valor de TSR.

A produção de energia por turbinas eólicas de eixo vertical ocorre principalmente nos primeiros 180° de giro, na região contra o vento. No entanto, são nos primeiros 90°, a região mais importante para a operação da turbina, porque esta é a região onde o vento atinge por completo o bordo de ataque da pá, fazendo a turbina girar.

Do ponto de vista prático, dada a instabilidade de giro de uma TEEV, é extremamente difícil melhorar seu desempenho durante todos os 360° de giro. Por isso, melhorar os primeiros 90° de giro pode ocasionar ganho no rendimento da turbina em relação aos demais ângulos de rotação, ocasionando assim, melhoras no desempenho e na geração de energia.

O esquema apresentado pela figura 95, ilustra as posições durante o giro de uma pá, onde entre 0° e 90° (1° quadrante) é a região de melhor aproveitamento do vento pela pá, de 90° a 180° (2° quadrante), são onde os valores dos coeficientes e dos ângulos de ataque são máximos. Além disso, a região entre 150° e 230° é conhecida como ponto de reversão de fluxo, no qual a pá deixa de ser atingida pelo fluxo de vento em seu bordo de ataque e passa a ser atingindo em seu bordo de fuga.

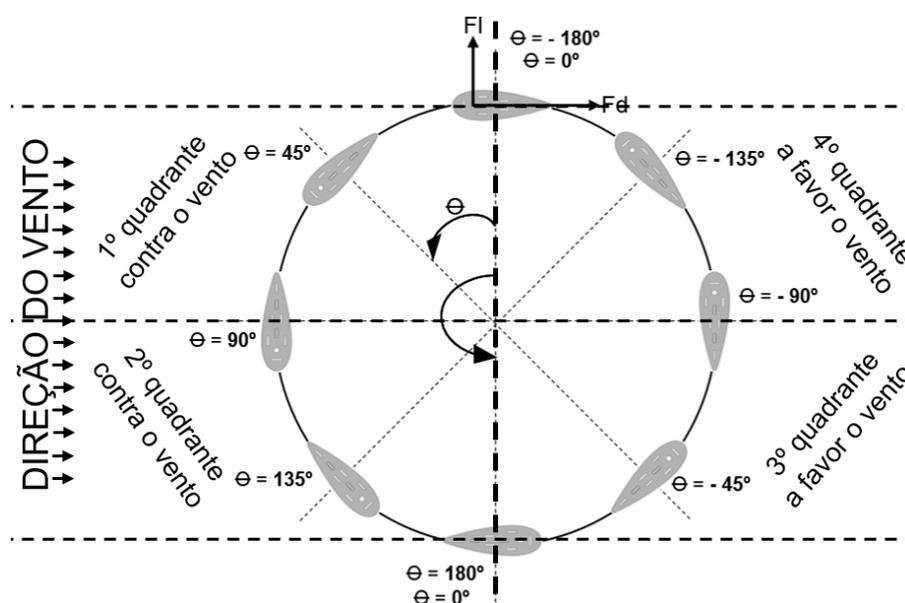


figura 95 – Posições azimutais nos quadrantes de giro de uma turbina eólica de eixo vertical

A análise realizada cujos resultados são mostrados entre as figuras 96 e 99, tem como objetivo comparar a influência de cada turbina TEiiM em relação ao índice de solidez e velocidades de vento, a fim de entender a dependência entre as variáveis ($C_l \times C_d$) e ($Re \times \alpha$) durante os 360° de giro da turbina.

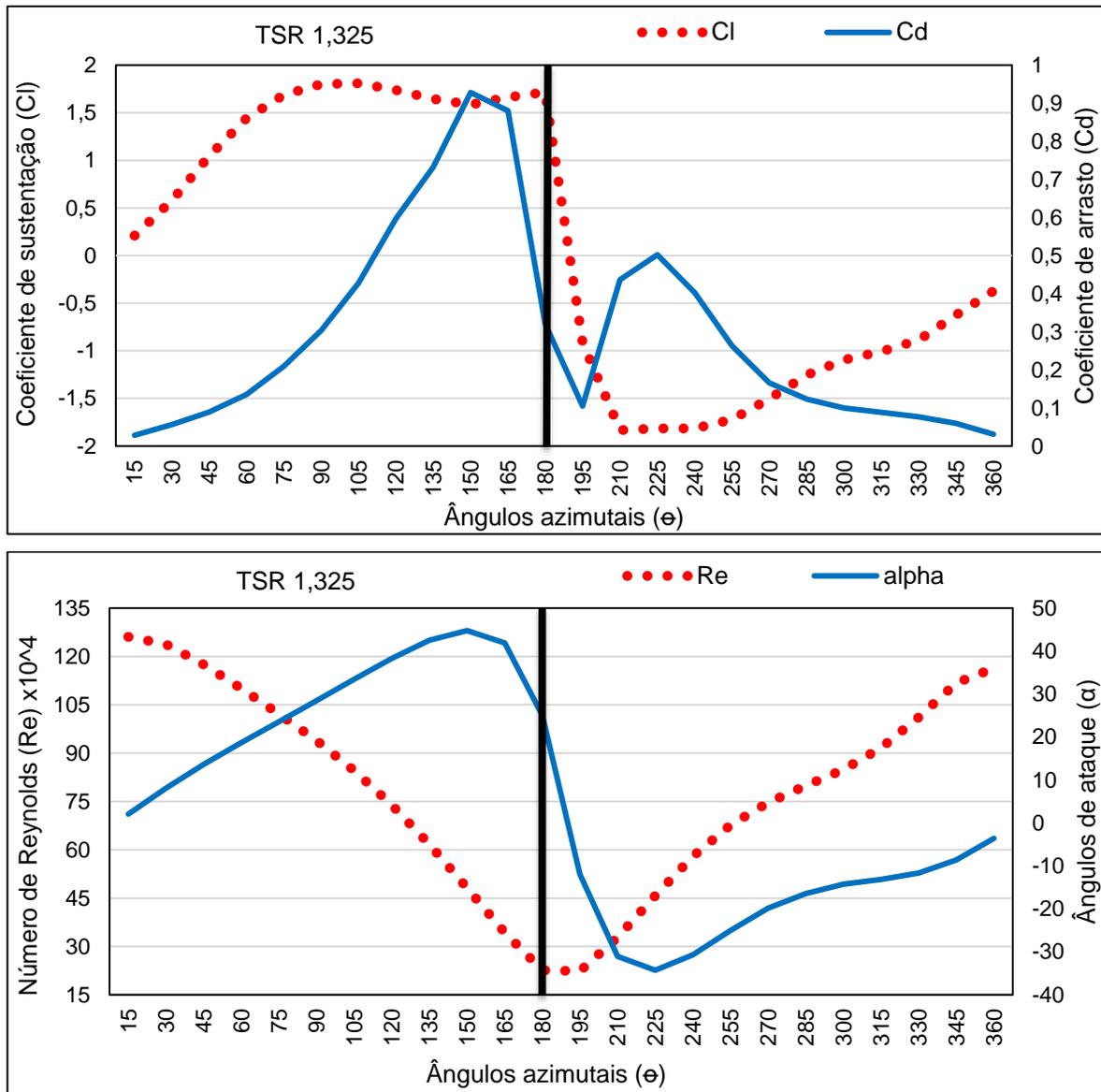


figura 96 – Relação entre gráficos da TEiiM de solidez 0,14 com velocidade de vento de 8 m/s

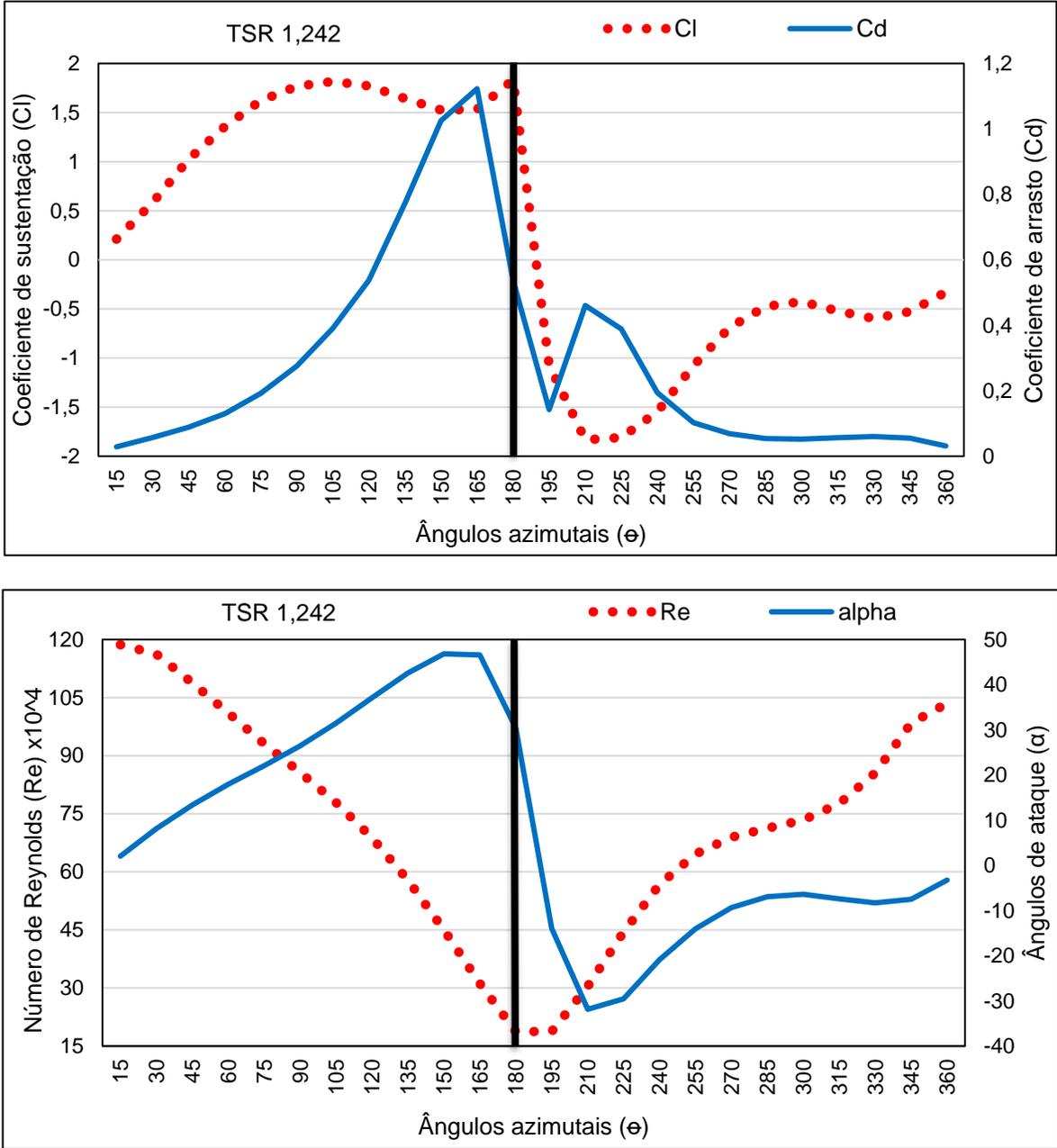


figura 97 - Relação entre gráficos da TEiM de solidez 0,23 com velocidade de vento de 8 m/s

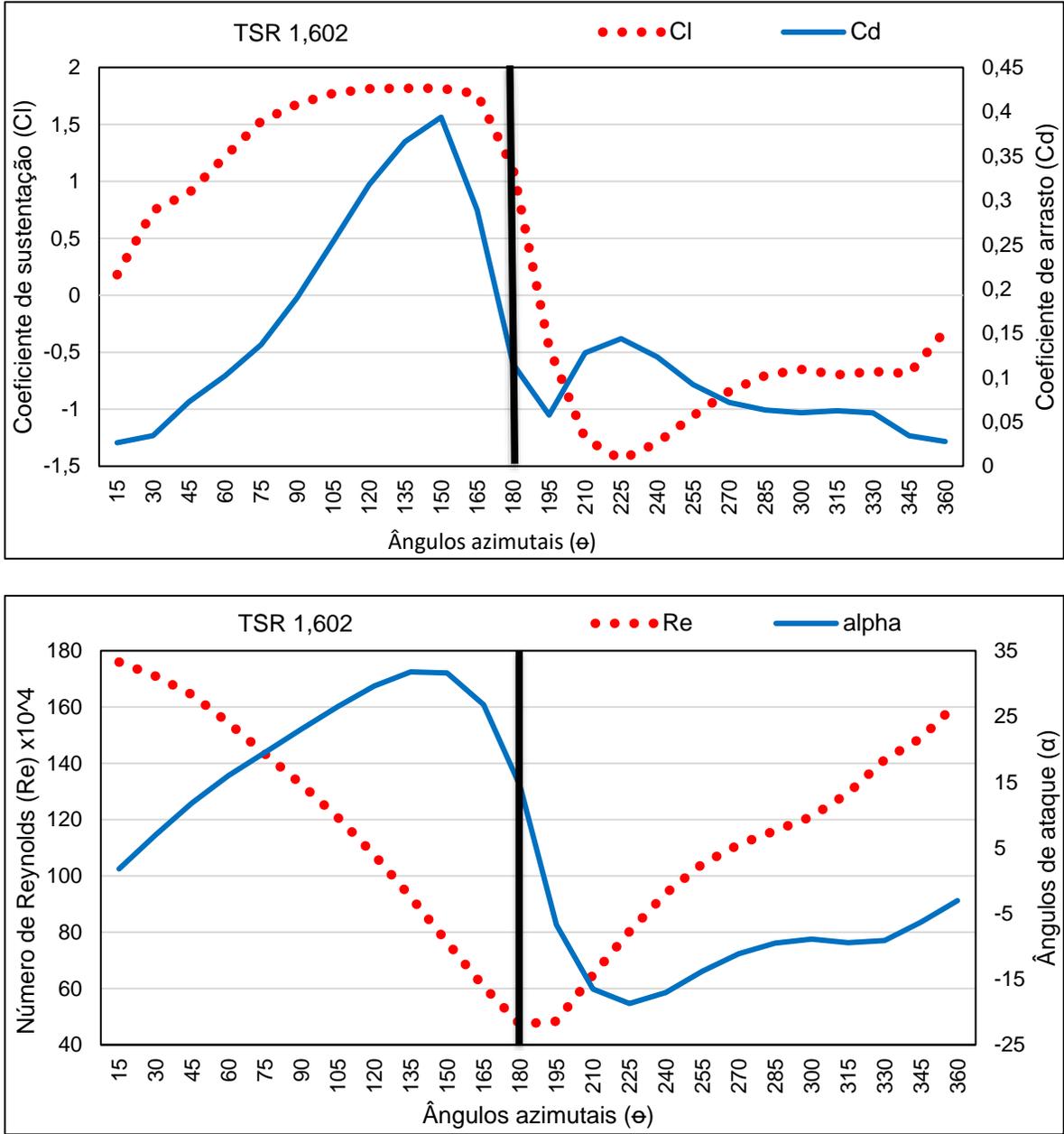


figura 98 - Relação entre gráficos da TEiiM de solidez 0,14 com velocidade de vento de 10 m/s

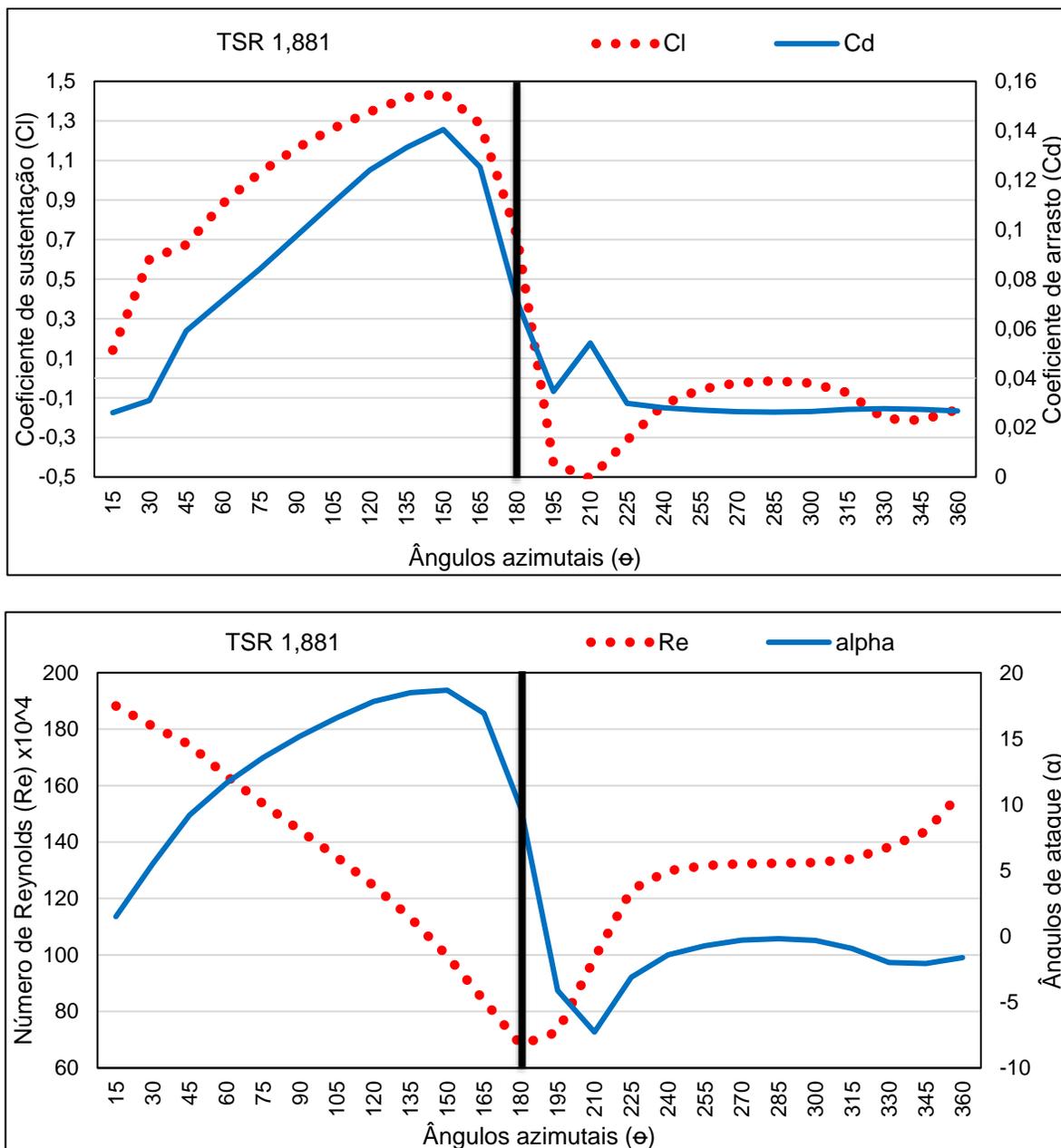


figura 99 - Relação entre gráficos da TEiiM de solidez 0,23 com velocidade de vento de 10 m/s

Ao iniciar o giro da turbina eólica o ângulo de ataque (α) se altera. Isso ocorre pois (α) é o ângulo entre a soma vetorial e a direção do bordo de ataque da pá, como mostrado na figura 71. À medida que a soma vetorial muda, o α tem valor positivo nos primeiros 180° contra o vento e valor negativo nos 180° seguintes a favor do vento.

A variável preponderante que afeta o ângulo de ataque é o TSR, como pode ser observado nos gráficos das figuras 96 a 99. Nestes gráficos, o ângulo de ataque varia conforme o valor de TSR. Quanto maior for a razão de velocidade de ponta de pá menores serão os valores dos ângulos de ataque. Os valores dos ângulos de ataque e da velocidade relativa do vento na pá modificam-se constantemente durante a operação de uma TEEV. Com isto, o aumento do ângulo de ataque eleva a pressão no bordo de ataque das pás.

Entre aproximadamente os ângulos 150° e 210° ocorre a reversão do fluxo de ar, podendo ser observado nos gráficos o declive ocasionado nestas regiões. Este fenômeno é decorrente da inversão do contato do fluido com a pá, uma vez que nesta região a pá não está sendo atingida pelo fluido no bordo de ataque, e sim no bordo de fuga.

Para turbinas com ângulo de inclinação fixo da pá, a magnitude das variações do ângulo de ataque aumenta com menores valores de TSR, como mostrado nos gráficos das figuras 89 e 90 e elucidado de forma separada nos gráficos entre as figuras 96 e 99.

Observa-se nos gráficos também, que o coeficiente de sustentação (C_l) aumenta à medida que o ângulo de ataque (α) aumenta, isso ocorre até o ponto de reversão do fluxo ($\sim 165^\circ$) dentro da camada limite, conhecida como estol, onde o coeficiente de sustentação é máximo.

Deve-se notar que, para cada valor de TSR os valores mínimos e máximos do número de Reynolds variam. Isso é relacionado ao regime de operação de cada turbina TEiiM. Para compreender melhor a atuação do número de Re, foi traçada uma linha vertical no valor de 180° , indicando que a partir desse valor a pá estará na parte posterior da turbina, não sendo atingida diretamente pelo vento.

A perturbação ocasionada na turbina TEiiM é medida pelo fator de interferência axial e pode ser visto na figura 100. O comportamento do fator de interferência axial (a) é apresentado para diferentes valores de TSR em relação aos ângulos azimutais (θ), para as velocidades de vento de 8 m/s e de 10 m/s.

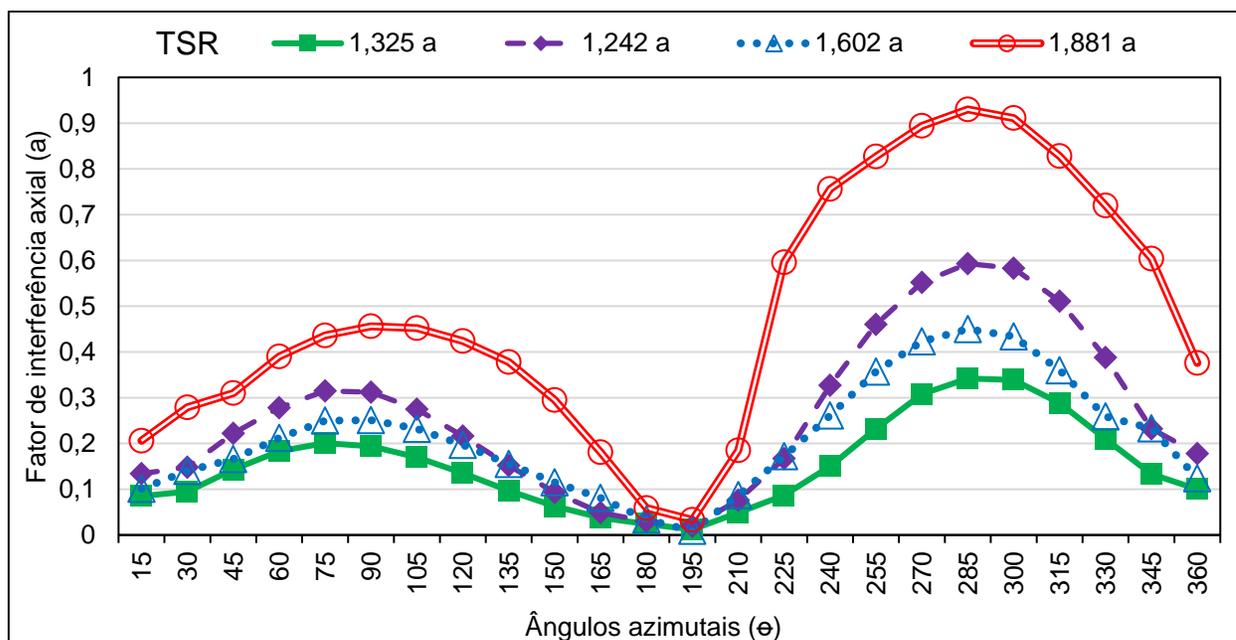


figura 100 - Comportamento do fator de interferência axial para diferentes TSR

Como mostrado na figura 100, o fator de interferência axial varia conforme a relação TSR (λ) e índice de solidez (σ). Nesta relação, a turbina TEiiM com maior índice de solidez ($\sigma - 0,23$) apresentou as maiores oscilações nas duas velocidades de vento. Essa maior interferência ocasionada na TEiiM com maior índice de solidez é associada com o maior número de pás que esta turbina possui.

Os fatores de interferência axial na parte frontal da turbina, nos primeiros 180° de giro contra o vento, apresentam curvas com menores valores de interferência, comparado com os valores alcançados na esteira, onde apresentam praticamente o dobro de fator de interferência axial. Isto ocorre devido às maiores interferências ocasionada pela esteira gerada pela turbina e seu eixo nos 180° seguintes a favor do vento, fazendo com que ocorra uma redução na velocidade axial à medida que o vento se desloca para jusante.

Para ilustrar o aproveitamento do vento incidente na turbina, na região contra o vento e a favor do vento, são apresentados os gráficos das figuras 101 e 102, onde se considerou a influência das velocidades de vento em dois cenários, sendo o primeiro à 8 m/s e o segundo à 10 m/s respectivamente.

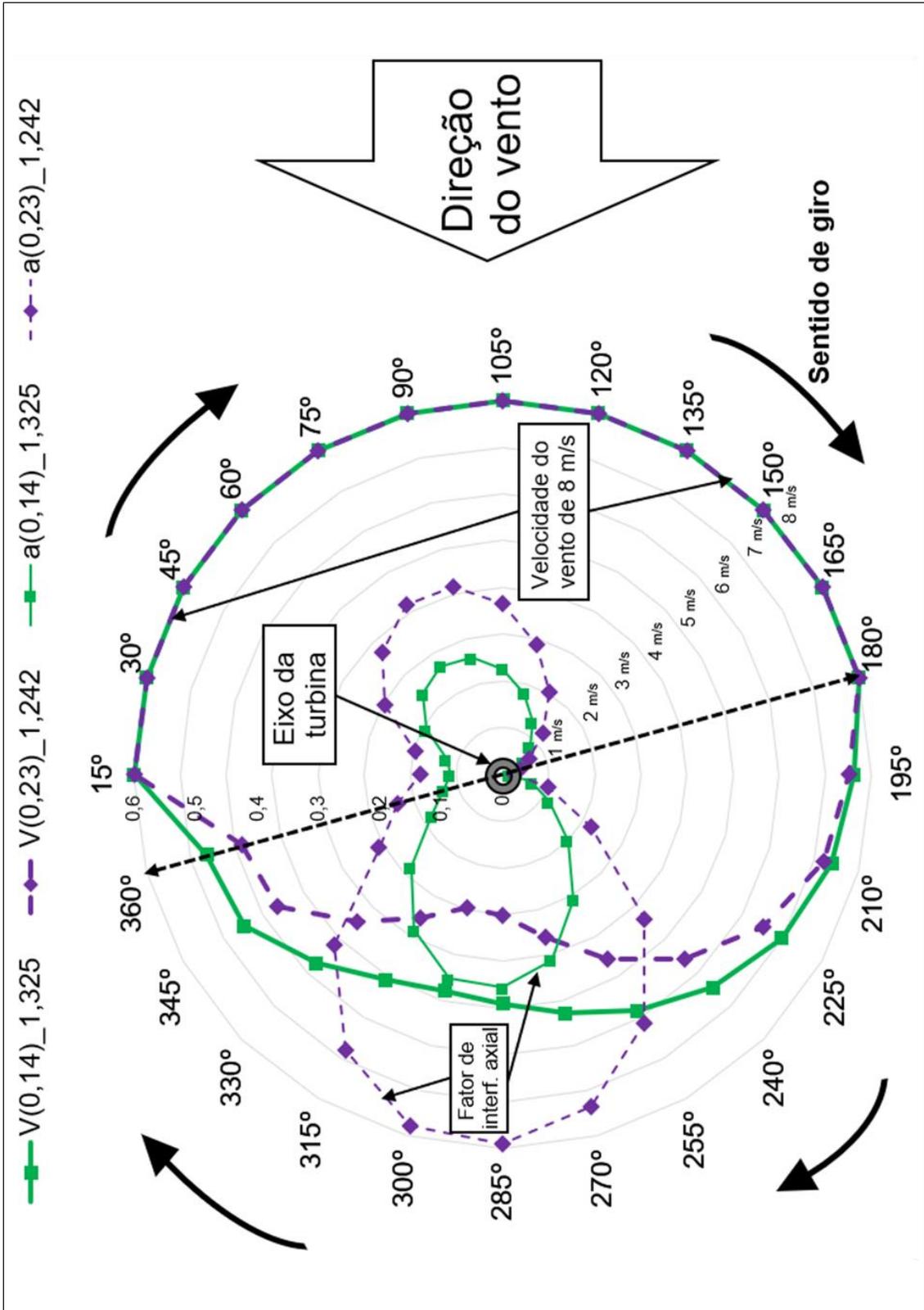


figura 101 – Interferência axial com velocidade de vento de 8m/s

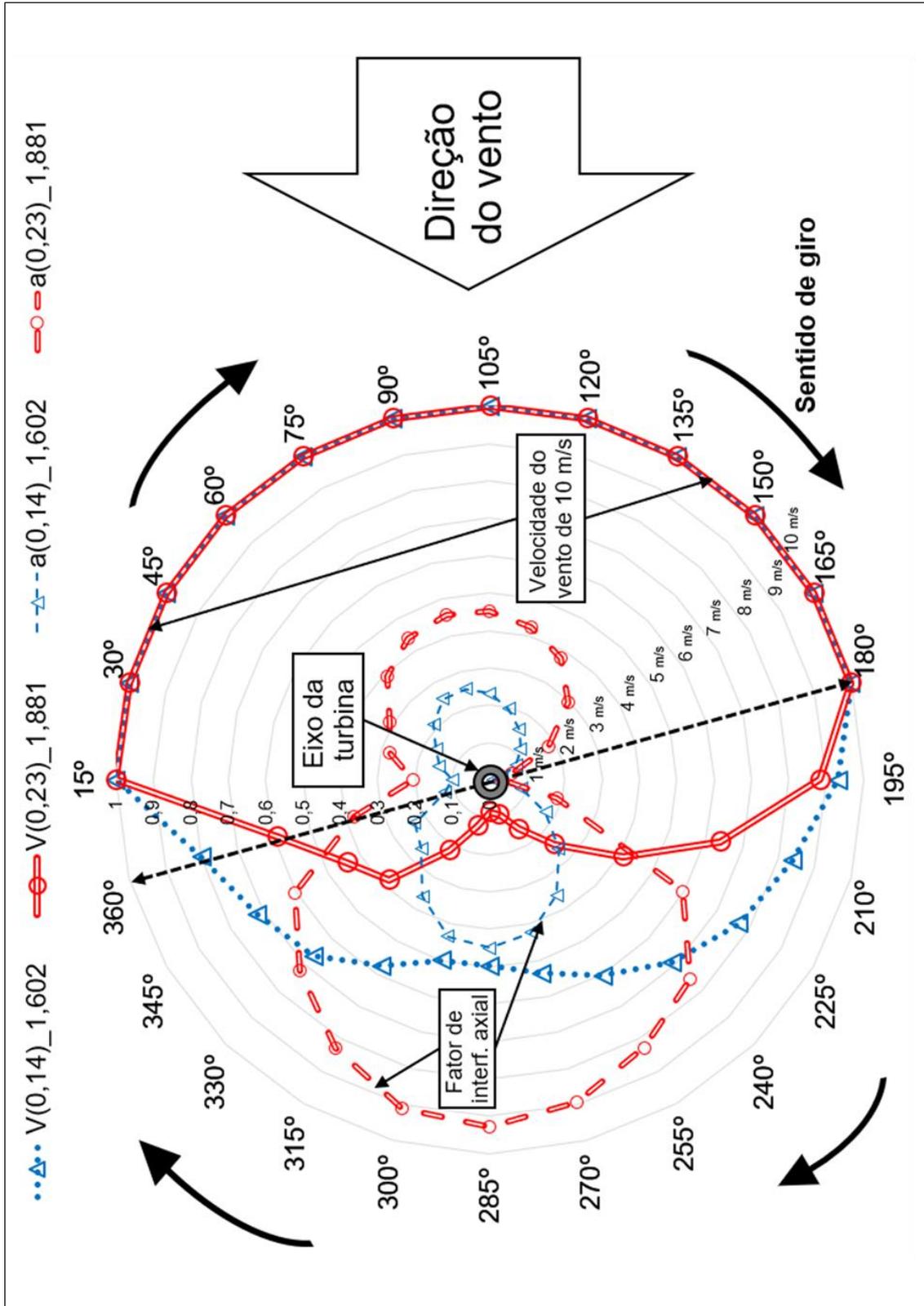


figura 102 – Interferência axial com velocidade de vento de 10 m/s

Para as análises dos gráficos das figuras 101 e 102, foi incluído no centro das figuras um círculo alusivo ao eixo da turbina, como se ela estivesse posicionada no centro em relação aos ângulos azimutais e traçada uma linha entre 180° e 360° . A análise foi dividida em relação aos ângulos azimutais entre ($0^\circ - 180^\circ$) e ($180^\circ - 360^\circ$).

Ângulos azimutais entre $0^\circ - 180^\circ$:

A linha tracejada no centro dos gráficos indica que, entre os ângulos azimutais ($0^\circ - 180^\circ$) contra o vento, a pá da turbina está sendo atingido pelo vento incidente e sem interferências à montante, isto é, com as velocidades de 8 m/s e de 10 m/s. Nesta primeira faixa de giro as velocidades de vento não se alteram.

Nos 180° iniciais, ocorre o melhor aproveitamento do vento pela pá. Os primeiros 90° de giro é a região mais importante, sendo a responsável por fazer com que o giro da turbina ocorra, em razão do vento atingir primeiramente o bordo de ataque da pá, ocasionando impulso e fazendo a turbina girar.

Observa-se nos gráficos das figuras 101 e 102 que existem interferências axiais tanto à montante quanto à jusante. No entanto, a interferência axial ocasionada à montante é menor, sendo formada por vórtices oriundos do contato da velocidade de vento incidente com a pá, causando assim, uma barreira a ser transpassada pela pá subsequente.

Os gráficos das figuras 101 e 102 revelam ainda que a maior interferência à montante ocorreu na turbina TEiiM com maior índice de solidez nas duas velocidades de vento.

Ângulos azimutais entre $180^\circ - 360^\circ$:

Quando a pá da turbina passa à jusante, ou seja, entre ($180^\circ - 360^\circ$) a favor do vento, a pá não está mais sendo atingida pelo vento diretamente, ocasionando a diminuição da velocidade inicial, como pode ser percebido nos gráficos das figuras 101 e 102. É nesta região que ocorre o maior fator de interferência axial.

Na velocidade de vento de 8 m/s, figura 101, a turbina com maior índice de solidez apresentou seus maiores fatores de interferência axial entre os ângulos de giro

(255° e 315°), enquanto, na velocidade de vento de 10 m/s, figura 102, a maior interferência axial ocorreu entre ângulos de giro (225° e 345°).

Nota-se ainda que na figura 101, à jusante, na linha da velocidade do vento, a turbina com maior índice de solidez apresentou queda acentuada da velocidade de vento entre os ângulos 270° e 315°, ocasionado pela interferência real do eixo no escoamento do ar, prejudicando assim, as pás nesta região. Da mesma maneira, na figura 102, a turbina com maior índice de solidez apresentou queda demasiada na velocidade de vento que atinge as pás entre os ângulos 240° e 330°.

Constata-se com esta análise a maior perturbação ocorrida durante o giro da turbina TEiiM com maior índice de solidez, ficando evidenciado com as maiores reduções nas velocidades de vento à jusante e com valores superiores dos fatores de interferência axial.

Na velocidade de vento de 10 m/s, a turbina TEiiM com maior índice de solidez apresentou alto valor do fator de interferência axial e, por isto, o coeficiente de potência desta turbina apresentou-se inferior ao da turbina TEiiM com menor índice de solidez em 7%, como exposto na tabela 5.

Outra correlação que se faz à turbina com maior índice de solidez, é em relação ao número de pás. Nesta análise, principalmente na velocidade de vento de 10 m/s, o maior número de pás se torna uma barreira durante o giro da turbina, não conseguindo ela extrair a máxima potência do vento, devido à separação da camada limite que ocasionam maiores turbulências na turbina.

Em resumo, conclui-se que, na primeira metade (0° - 180°) à montante, as pás da turbina estão sendo atingidas com a máxima velocidade de vento incidente, propiciando um menor valor de fator de interferência axial nesta região. À medida que a pá ingressa na parte a favor do vento (180° - 360°), ela deixa de ser atingida pela máxima velocidade de vento. Dessa forma, a velocidade do vento que atinge a pá é reduzida e o fator de interferência axial atinge os maiores valores, principalmente, na região subsequente ao eixo da turbina, o qual cria uma barreira constante de incidência de vórtices na esteira.

Os valores referentes aos gráficos das figuras 100, 101 e 102 podem ser conferidos separadamente nos APÊNDICES E1 e E2.

4.3 VALIDAÇÃO DO CÓDIGO

Para a realização da validação do modelo DMST desenvolvido neste trabalho, foi realizada a verificação deste modelo em relação à turbina desenvolvida em [92]. Esta turbina de eixo vertical do tipo Rotor H, possui 3 pás padronizadas NACA 0021, comprimento de 1,4564 m, diâmetro de 1,030 m e corda de 0,0858 m. Os dados da pá foram obtidos usando o software JavaFoil. A velocidade de vento dos testes foi de 9 m/s. Na comparação dos resultados, obteve-se os coeficientes de potência para cada TSR entre 1,44 e 3,30, como podem ser visto na figura 103 e seus valores na tabela 6.

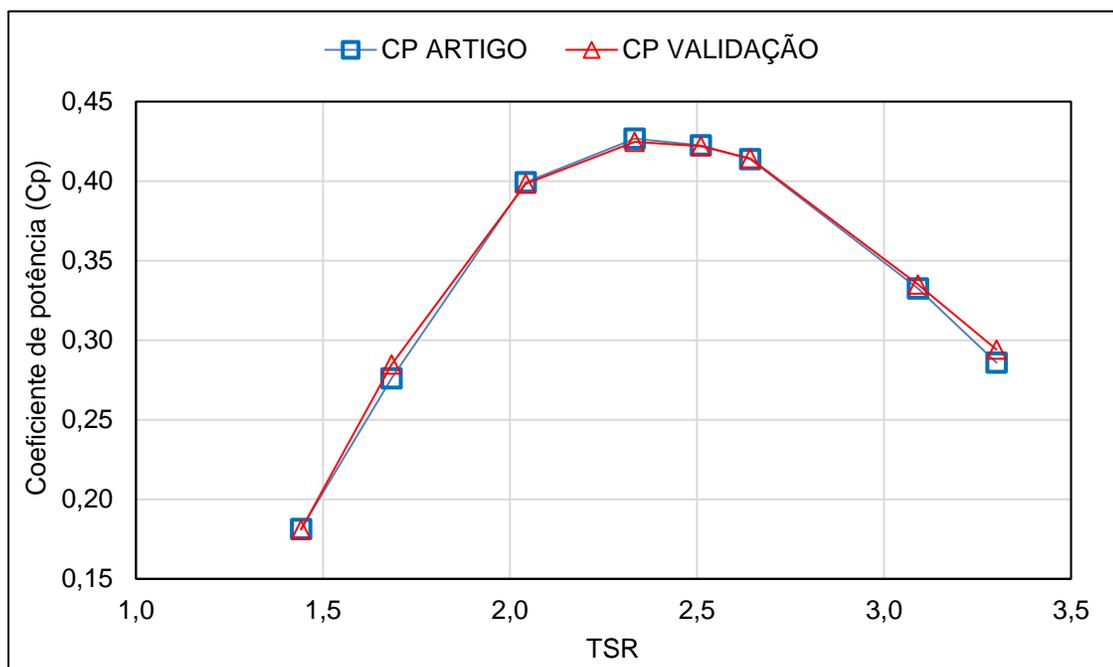


Figura 103 - Validação do modelo DMST

tabela 6 - Valores obtidos na validação do modelo DMST

TSR	CP ARTIGO	CP VALIDAÇÃO
1,44	0,1814	0,1810
1,68	0,2760	0,2847
2,04	0,3993	0,3984
2,33	0,4267	0,4247
2,51	0,4225	0,4220
2,64	0,4138	0,4143
3,09	0,3325	0,3350
3,30	0,2859	0,2941

Os resultados de coeficiente de potência obtidos na validação do modelo DMST utilizado neste trabalho, mostraram-se muito satisfatórios, pois, estão praticamente sobrepostos aos resultados obtidos em [92], indicando a qualidade de seus resultados.

Com esta validação conclui-se que, os resultados gerados através do método DMST usado neste trabalho estão condizentes com casos experimentais e dentro dos padrões para turbinas eólicas de eixo vertical.

5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste trabalho foi desenvolvido o projeto e a construção de dois protótipos de turbina eólica de eixo vertical (TEEV) de pequeno porte, denominada turbina eólica com indutor e induzido móveis (TEiIM), para microgeração de energia elétrica. Foi possível analisar a funcionalidade desse novo conceito de turbina eólica, onde uma única turbina possui dois eixos independentes e girando em sentidos contrários, fazendo com que ocorra um aumento considerável sua rotação e, conseqüentemente, uma geração mais constante de energia elétrica por parte da TEiIM.

A escolha de uma configuração ótima para o desenvolvimento de uma turbina eólica depende de muitos fatores como, velocidade do vento e direção predominante no local de instalação, possíveis interferências, bem como a resistência estrutural e vibrações, que não foram avaliados neste trabalho, a fim de identificar o modelo de turbina mais adequado para a localidade. No caso desta tese, foram projetadas duas turbinas TEiIM, sendo uma com três pás ($\sigma = 0,14$) e outra com 5 pás ($\sigma = 0,23$).

Através dos testes experimentais com o protótipo da TEiIM em túnel de vento, verificou-se a perfeita interação entre os conjuntos superior e inferior ao girarem em sentidos contrários. Nos testes experimentais constatou-se que a TEiIM com menor índice de solidez apresentou maiores rotações ao final dos dez minutos de testes em relação à TEiIM de maior solidez. No entanto, a média final durante os dez minutos de teste foi maior na TEiIM com maior índice de solidez. Isso ocorreu devido ao menor tempo que esta turbina levou para estabilizar sua velocidade de rotação.

O estudo foi realizado para avaliar o desempenho mecânico de cada configuração da turbina TEiIM ao serem expostas a velocidades de vento diferentes. Com esta análise foi possível concluir que a TEiIM com maior índice de solidez atua melhor com velocidades de vento inferiores em relação à TEiIM com menor índice de solidez, a qual aproveitou melhor a velocidade de vento superior.

O modelo de tubo duplo para múltiplos fluxos (DMST) foi utilizado para analisar os resultados colhidos nos testes experimentais em túnel de vento. Este modelo

possibilitou gerar diversas curvas relacionadas com o desempenho da turbina TEiiM, principalmente em relação ao seu coeficiente de potência.

Desta forma, nesta tese apresentou-se um novo conceito de turbina eólica de eixo vertical denominada turbina eólica com indutor e induzido móveis (TEiiM) para microgeração de energia elétrica, a qual teve o acréscimo de um segundo eixo independente e, girando em sentido oposto ao do primeiro eixo. Uma vez alcançado resultados satisfatórios nos testes experimentais e simulações realizadas, possibilitarão, em trabalhos futuros, realizar melhoras na turbina, a fim de obter melhores desempenhos no aproveitamento de energia em baixas velocidades de vento, comuns nesse tipo de geração, devido às instalações urbanas serem em alturas mais baixas.

As turbinas eólicas TEiiM de baixa potência, podem virem a serem uma solução eficaz para a produção de energia elétrica através dos ventos, com o objetivo de promover uma geração de energia renovável, de baixo impacto ambiental, além de contribuir para a diminuição do custo da conta de energia elétrica e contribuir com a geração distribuída, quando estiver conectada à rede de energia da concessionária.

5.1 TRABALHOS FUTUROS

Desenvolver um gerador elétrico, com funcionalidade característica de construção similares a de um motor de ventilador de teto, diferenciando-se pela aplicabilidade e potência que serão dimensionadas apropriadamente para a TEiiM.

Desenvolver inversor e sistemas de controle e de proteção para instalação do gerador elétrico da turbina eólica.

Desenvolver e instalar o sistema de conversão tipo anéis coletores necessário.

Construir a turbina e as pás com outros tipos de materiais, buscando melhorar o desempenho do conjunto.

Construir a turbina com novas configurações, bem como novos tipos de perfis de pás, a fim de obter o melhor comportamento dos conjuntos.

6. REFERÊNCIAS

- [1] Ministério de Minas e Energia, “Resenha Energética Brasileira: Oferta e Demanda de Energia. Instalações Energéticas. Energia do Mundo.”, Brasília, 2019.
- [2] Steve Sawyer; Klaus Rave; Fatih Birol et al., “Global Wind Report: annual market update 2015”, Bruxelas, Bélgica, 2016.
- [3] B. Backwell; M. Dyrholm; A. Rebollo; et al., “Global Wind Report 2018”, Bruxelas, Bélgica, 2019.
- [4] M. Simas; S. Pacca;, “Energia eólica, geração de empregos e desenvolvimento sustentável”, Energia: estudos avançados, vol. 27, nº 77, p. 97–116, 2013.
- [5] Greenpeace Brasil, “Revolução Energética: perspectivas para uma energia global sustentável - cenário brasileiro -”, São Paulo, 2007.
- [6] Greenpeace Brasil, “Revolução Energética: rumo a um Brasil com 100% de energias limpas e renováveis - cenário brasileiro -”, São Paulo, 2016.
- [7] J. Yuan, C. Na, Y. Xu, e C. Zhao, “Wind turbine manufacturing in China: A review”, Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 51, p. 1235–1244, 2015.
- [8] H. Wildemann, C. Blomberg, T. Engelmeier, e Et, Al, “Connecting for Possibilities: Scenarios for Optimizing Energy Systems”, Siemens Energy Sector, Neumarkt, Alemanha, p. 1–108, 2013.
- [9] Frans Van Hulle, Nicolas Fichaux, e Anne Franziska Sinner et al, “Powering Europe: wind energy and the electricity grid”, European Wind Energy Association, vol. 6, nº 1, p. 1–179, 2010.
- [10] A. A. Felix, A. C. O. Aremu, A. A. Ajibola, e E. Al, “Connecting Wind Turbine Generator to Distribution Power Grid — A Preload Flow Calculation Stage”, J. Energy Power Eng., vol. 8, p. 1811–1815, 2014.
- [11] Y. Zheng, Z. Hu, J. Wang, e Q. Wen, “IRSP (integrated resource strategic planning) with interconnected smart grids in integrating renewable energy and implementing DSM (demand side management) in China”, Energy, vol. 76, p. 863–874, 2014.
- [12] Z. Chen, “Issues of connecting wind farms into power systems”, in IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference, 2005, p. 1–6.

- [13] T. Petru, “Modeling of Wind Turbines for Power System Studies”, Ph.D. thesis (Philosophy) - Electric Power Engineering, Chalmers University of Technology, Gotemburgo, Suécia, 2003.
- [14] T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins, e E. Al, Wind Energy Handbook, 1ª ed. Chichester, Inglaterra: John Wiley and Sons, Ltd., 2001.
- [15] R. Dutra, B. Montezano, e J. C. Ferreira, “Energia Eólica: Princípios e Tecnologia”, Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito - CRESESB, 2009.
- [16] M. Islam, D. S. K. Ting, e A. Fartaj, “Aerodynamic models for Darrieus-type straight-bladed vertical axis wind turbines”, *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 12, nº 4, p. 1087–1109, 2008.
- [17] Z. Shahan, “History of Wind Turbines”, *Renewable Energy World*, 2014. [Online]. Available at: <http://www.renewableenergyworld.com/ugc/blogs/2014/11/history-of-wind-turbines.html>. [Acessado: 25-out-2016].
- [18] EPE e MME, “Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2015: ano base 2014”, Empresa de Pesquisa Energética e Ministério de Minas e Energia, Brasília, p. 1–228, set-2015.
- [19] EPE e MME, “Balanço energético nacional 2019: ano base 2018”, Empresa de Pesquisa Energética e Ministério de Minas e Energia, Brasília, p. 1–303, 2019.
- [20] ANEEL, “Bandeiras Tarifárias”, 2015. [Online]. Available at: <http://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>. [Acessado: 01-nov-2016].
- [21] E. V. de Souto, “Mitigação dos impactos ambientais negativos gerados pela implantação da usina termelétrica de queimados”, Monografia (especialização em Gestão Ambiental), Universidade Cândido Mendes, Rio de Janeiro, 2012.
- [22] N. A. M. da C. Batista, “Novo aerogerador de eixo vertical integrado numa rede inteligente em contexto urbano”, Tese (Doutorado em Engenharia Mecatrónica e Energia), Universidade de Évora, Évora, Portugal, 2013.
- [23] M. D’Ambrosio e M. Medaglia, “Vertical Axis Wind Turbines: History, Technology and Applications”, Master (Energy Engineering), Halmstad University, Halmstad, Suécia, 2010.
- [24] Agência Nacial de Energia Elétrica, Atlas de Energia Elétrica do Brasil, 2ª ed.

- Brasília, 2005.
- [25] Agência Nacional de Energia Elétrica, Atlas de Energia Elétrica do Brasil, 3ª ed. Brasília, 2008.
- [26] T. A. H. Inatomi e M. E. M. Udaeta, “Análise dos Impactos Ambientais na produção de Energia dentro do Planejamento Integrado De Recursos”, vol. 1, nº 1, p. 1–14, 2005.
- [27] R. M. Rigotto, “Inserção da saúde nos estudos de impacto ambiental: o caso de uma termelétrica a carvão mineral no Ceará”, Cien. Saude Colet., vol. 14, nº 6, p. 2049–2059, dez. 2009.
- [28] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Cap 8, fontes não-renováveis: Energia Nuclear”, in ANEEL, vol. III, Brasília, 1999, p. 117–128.
- [29] Ministério de Meio Ambiente, “Acordo de Paris”, 2016. [Online]. Available at: <http://www.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/acordo-de-paris>. [Acessado: 01-nov-2016].
- [30] United Nations, Adoption of the Paris agreement. Paris, França, 2015, p. 1–32.
- [31] BNDES, “Infraestrutura - BNDES”. [Online]. Available at: <http://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/onde-atuamos/infraestrutura/>. [Acessado: 01-nov-2016].
- [32] Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, “BNDES investiu R\$ 6,6 bilhões em energia eólica em 2014”, Portal Brasil, 2015. [Online]. Available at: [http://noticias.gov.br/noticias/pesquisa.xhtml?b=BNDES INVESTIU 6,6 BILH%D5ES+fontes:\(\)+perfis_facebook:\(\)+perfis_twitter:\(\)+canais:\(\)&q=0&o=0&e=0](http://noticias.gov.br/noticias/pesquisa.xhtml?b=BNDES%20INVESTIU%206,6%20BILH%20ES+fontes:()+perfis_facebook:()+perfis_twitter:()+canais:()&q=0&o=0&e=0). [Acessado: 01-nov-2016].
- [33] D. Micallef e G. van Bussel, “A Review of Urban Wind Energy Research: Aerodynamics and Other Challenges”, Energies, vol. 11, nº 9, p. 1–27, ago. 2018.
- [34] J. Fields et al., “Deployment of Wind Turbines in the Built Environment: Risks, Lessons, and Recommended Practices”, Denver, EUA, 2016.
- [35] M. Casini, “Small Vertical Axis Wind Turbines for Energy Efficiency of Buildings”, J. Clean Energy Technol., vol. 4, nº 1, p. 56–65, 2016.
- [36] T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins, e E. Al, Wind Energy Handbook, 2ª ed. Chichester, Inglaterra: John Wiley & Sons, Ltd, 2011.

- [37] National Geographic Society, “Embarcação Egípcia”, 2011. [Online]. Available at: <http://news.nationalgeographic.com/news/2011/06/pictures/110624-egypt-wooden-solar-boat-sun-discovered-pyramids-science-archaeology/>. [Acessado: 08-nov-2016].
- [38] R. Gasch e J. Twele, *Wind Power Plants: Fundamentals, Design, Construction and Operation*, 2º ed. Berlin, 2012.
- [39] T. Ackermann, *Wind Power in Power Systems*, vol. 140, nº February. Estocolmo, Suécia, 2005.
- [40] M. Ragheb, “History of Harnessing Wind Power”, in *Wind Energy Engineering*, Elsevier, 2017, p. 127–143.
- [41] D. G. Shepherd, “Historical Development of the Windmill”. New York, p. 1–46, 1990.
- [42] E. Hau, *Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics*, 3º ed. Munique, Alemanha: Springer, 2013.
- [43] B. Roberts, “Charles Francis Brush Electric Lighting Pioneer”. p. 1–28.
- [44] C. Sulzberger, “a bold effort in Vermont: the 1941 Smith-Putnam wind turbine”, *IEEE power & energy magazine*, 2009.
- [45] A. A. de A. Ferreira, “Sistema de produção de energia eólica”, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, 2011.
- [46] Energy saving trust, “Wind turbine measuring wind speed”. p. 1–3.
- [47] DNV e Riso, *Guidelines for Design of Wind Turbines*, 2º ed, nº 2. Dinamarca, 2002.
- [48] P. Jamie, *Innovation in wind turbine design*, 1ª. Garrad Hassan, UK: John Wiley & Sons, Ltd, 2011.
- [49] P. Jamie, *Innovation in wind turbine design*, 2ª. John Wiley & Sons, Ltd, 2018.
- [50] G. M. Masters, *Renewable and Efficient Electric Power Systems*. Hoboken, New Jersey, 2004.
- [51] H. K. Jafari et al., *Advances in Wind Power*. Rijeka, Croácia: IntechOpen, 2012.
- [52] M. O. L. Hansen, *Aerodynamics of Wind Turbines*, vol. 2. London: Earthscan, 2008.
- [53] VESTAS, “Wind Turbine”, 2016. [Online]. Available at: <https://www.vestas.com/#!> [Acessado: 27-out-2016].
- [54] ENERCON WINDPOWER, “Turbinas Eólicas sem caixa de multiplicação”, 2016. [Online]. Available at: <http://www.wobben.com.br/pagina-inicial/>. [Acessado: 27-out-

2016].

- [55] M. C. Claessens, “The design and testing of airfoils for application in small vertical axis wind turbines”, Delft University of Technology, 2006.
- [56] M. K. Johari, M. A. A. Jalil, e M. F. M. Shariff, “Comparison of horizontal axis wind turbine (HAWT) and vertical axis wind turbine (VAWT)”, *Int. J. Eng. Technol.*, vol. 7, n° 4, p. 74–80, 2018.
- [57] A. R. James Manwell, Jon McGowan, *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*, 2ª. Grã-Bretanha: John Wiley & Sons Ltd, 2002.
- [58] N. ACCIONA, “Yaw Control (sistema de guinada)”. [Online]. Available at: http://www.nordex-online.com/microsites/delta/content/turbine/features/nordex_yaw_system.jpg. [Acessado: 01-fev-2019].
- [59] M. M. M. Saad, “Comparison of Horizontal Axis Wind Turbines and Vertical Axis Wind Turbines”, *IOSR J. Eng.*, vol. 4, n° 8, p. 27–30, 2014.
- [60] B. Dafrose e C. M. Bajaro, “Horizontal and Vertical Axis Wind Turbines”. 2012.
- [61] B. K. Kirke, “Evaluation of self-starting vertical axis wind turbines for stand-alone applications”, Griffith University, 1998.
- [62] A. Betz, “The maximum of the theoretically possible exploitation of wind by means of a wind motor”, *Wind Eng.*, vol. 37, n° 4, p. 441–446, 2013.
- [63] Q. Li et al., “Study on power performance for straight-bladed vertical axis wind turbine by field and wind tunnel test”, *Renew. Energy*, vol. 90, p. 291–300, 2016.
- [64] F. Porté-Agel, M. Bastankhah, e S. Shamsoddin, “Wind-Turbine and Wind-Farm Flows: A Review”, *Boundary-Layer Meteorology*, vol. 174, n° 1, Springer Netherlands, p. 1–59, 2019.
- [65] A. Crespo, J. Hernandez, e S. Frandsen, “Survey of modelling methods for wind turbine wakes and wind farms.”, *Wind Energy*, vol. 2, n° 1, p. 1–24, 1999.
- [66] M. M. Hand et al., “Unsteady Aerodynamics Experiment Phase VI: Wind Tunnel Test Configurations and Available Data Campaigns”, Golden, USA, 2001.
- [67] B. Sanderse, “Aerodynamics of wind turbine wakes: Literature review”, Energy research Centre of the Netherlands. p. 1–46, 2009.
- [68] P. Balcombe, D. Rigby, e A. Azapagic, “Investigating the importance of motivations

and barriers related to microgeneration uptake in the UK”, *Appl. Energy*, vol. 130, p. 403–418, 2014.

- [69] ANEEL, *Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica*. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2014.
- [70] ANEEL, Resolução Normativa nº 687 de 2015, altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Brasil, 2015, p. 1–25.
- [71] Department of Energy and Climate Change, “Microgeneration Strategy”, *Futures*, vol. URN: 11D/7, nº 10, p. 1–50, 2011.
- [72] I. Pereira, “Condições de viabilidade da microgeração eólica em zonas urbanas”, Universidade do Porto, 2010.
- [73] F. W. Riegels, “Aerofoil Sections: Results from wind-tunnel investigations theoretical foundations”, Londres, Inglaterra, 1961.
- [74] I. H. Abbot, A. E. Von Doenhoff, e L. S. Stivers, “Report No 824: Summary of Airfoil Data”, 1945.
- [75] AirfoilTools.com, “Airfoil Tools”, 2013. [Online]. Available at: <http://airfoiltools.com>. [Acessado: 10-out-2016].
- [76] A. Memon, S. R. Samo, M. Asad, e F. H. Mangi, “Modeling of Aerodynamic Forces on the Wind Turbine Blades”, *J. Clean Energy Technol.*, vol. 3, nº 6, p. 406–410, 2015.
- [77] K. Horikiri, “Aerodynamics of wind turbines”, University of London, 2011.
- [78] T. R. Reddy e B. E. Kumar, “Effect of Blade Thickness of Vertical Axis Wind Turbine on Power Generation”, *Int. J. Eng. Res. Technol.*, vol. 3, nº 10, p. 932–936, 2014.
- [79] V-AIR, “Vision Air 3 Wind Turbine”, Urban Green Energy. [Online]. Available at: <http://www.visionairwind.com/visionair-3/>. [Acessado: 12-dez-2019].
- [80] T. J. Carrigan, B. H. Dennis, Z. X. Han, e B. P. Wang, “Aerodynamic Shape Optimization of a Vertical-Axis Wind Turbine Using Differential Evolution”, *Int. Sch. Res. Netw.*, p. 16, 2012.
- [81] M. R. Castelli, S. De Betta, e E. Benini, “Effect of Blade Number on a Straight-Bladed Vertical-Axis Darreius Wind Turbine”, *Int. J. Mech. Aerospace, Ind. Mechatron. Manuf. Eng.*, vol. 6, nº 1, p. 68–74, 2012.

- [82] M. Hepperle, "JavaFoil User's Guide". p. 1–45, 2017.
- [83] D. Han, Y. G. Heo, N. J. Choi, S. H. Nam, K. H. Choi, e K. C. Kim, "Design, fabrication, and performance test of a 100-W helical-blade vertical-axis wind turbine at low tip-speed ratio", *Energies*, vol. 11, n° 6, p. 1–17, 2018.
- [84] S. Li e Y. Li, "Numerical study on the performance effect of solidity on the straight-bladed vertical axis wind turbine", in *Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, APPEEC*, 2010, n° 1153, p. 1–4.
- [85] I. Paraschivoiu, "Double-multiple streamtube model for darrieus wind turbines". Institut de Recherche d' Hydro-Quebec, Varennes, Quebec, p. 1–7, 1982.
- [86] E. Saber, R. Afify, e H. Elgamal, "Performance of SB-VAWT using a modified double multiple streamtube model", *Alexandria Eng. J.*, vol. 57, n° 4, p. 3099–3110, 2018.
- [87] H. Beri e Y. Yao, "Double Multiple Stream Tube Model and Numerical Analysis of Vertical Axis Wind Turbine", *Energy Power Eng.*, vol. 03, n° 03, p. 262–270, 2011.
- [88] M. Rossander et al., "Evaluation of a Blade Force Measurement System for a Vertical Axis Wind Turbine Using Load Cells", *Energies*, p. 5973–5996, 2015.
- [89] W. E. Robert e P. B. S. Lissaman, "Applied aerodynamics of wind power machines". Oregon State University, Oregon, EUA, p. 117, 1974.
- [90] S. Gupta e J. G. Leishman, "Comparison of momentum and vortex methods for the aerodynamic analysis of wind turbines", *43rd AIAA Aerosp. Sci. Meet. Exhib. - Meet. Pap.*, n° January, p. 2739–2762, 2005.
- [91] Y. X. Peng, Y. L. Xu, e S. Zhan, "A hybrid DMST model for pitch optimization and performance assessment of high-solidity straight-bladed vertical axis wind turbines", *Appl. Energy*, vol. 250, n° March, p. 215–228, 2019.
- [92] M. Raciti Castelli, A. Englaro, e E. Benini, "The Darrieus wind turbine: Proposal for a new performance prediction model based on CFD", *Energy*, vol. 36, n° 8, p. 4919–4934, 2011.

APÊNDICES

APÊNDICE A – TURBINA TEIIM X TURBINA CONVENCIONAL

Para este desenvolvimento teórico simplificado, buscou complementar, um rápido entendimento das diferenças entre o projeto de uma turbina eólica convencional e o projeto da turbina TEiIM. Para isso, foram analisadas as áreas correspondentes a cada turbina separadamente.

Foi considerada a velocidade de vento de 8 m/s, para gerar 1 kW de potência nominal no gerador elétrico à 600 rpm. O gerador elétrico para turbinas eólicas desta potência nominal varia entre 460 rpm e 740 rpm, a depender do número de polos. Estipulou-se com isso, o valor de 600 rpm para a geração nominal de 1 kW.

Em um projeto de turbina eólica, busca-se inicialmente, analisar a velocidade de vento média da região e a direção predominante do vento e, as possíveis interferências do local de instalação. Neste desenvolvimento foram desconsideradas quaisquer interferências.

O coeficiente de potência utilizado nestes cálculos, foi selecionado dos testes experimentais com a turbina TEiIM de 3 pás ($C_p=0,3206$). As duas turbinas foram consideradas como sendo o modelo de turbina vertical Rotor H com 3 pás.

A fim de comparar as áreas das duas turbinas, foi utilizada a equação de potência de uma turbina eólica, isolando a área. Isso foi possível uma vez que os dados referentes a potência nominal, ao coeficiente de potência, a densidade do ar e a velocidade de vento, já tinham sido estipulados.

Projeto teórico simplificado da área de uma turbina eólica de eixo vertical convencional para gerar 1 kW de potência:

A área necessária para que a turbina eólica convencional possa gerar 1 kW de potência, é calculada conforme a expressão 2.5, apresentada na sessão 2.4.

$$P = 0,5 \times \rho \times A \times C_p \times V_{VE}^3$$

$$A = \frac{P}{0,5 \times \rho \times C_p \times V_{VE}^3}$$

$$A = \frac{1000}{0,5 \times 1,225 \times 0,3206 \times 8^3}$$

$$A = 9,95m^2$$

A área de varredura para a potência estabelecida foi de 9,95 m², logo, considerou-se o comprimento da pá de 2,10 m e raio da turbina de 2,37 m.

Para uma turbina convencional dessa envergadura, atingir 600 rpm para gerar 1 kW de potência nominal no gerador elétrico, é praticamente improvável que ocorra, no entanto, é utilizada uma caixa de multiplicação de velocidade, a fim de que esta turbina atinja sua geração nominal quando a velocidade de vento for de 8 m/s.

Projeto teórico simplificado das áreas dos conjuntos da turbina TEiiM para a geração 1 kW de potência:

Para desenvolver a TEiiM de 1 kW de potência, leva-se em consideração um caso ideal. O projeto da TEiiM é desenvolvido para que cada um dos conjuntos, separadamente, desenvolva 500 W de potência, ou seja, a soma dos dois conjuntos irá gerar, no gerador elétrico, 1 kW de potência.

Foram consideradas as dimensões da turbina convencional, do projeto teórico simplificado, para essa relação. Como cada conjunto da turbina TEiiM é desenvolvido separadamente, suas dimensões serão menores em relação à turbina convencional, sendo as áreas de cada conjunto estabelecida pelas expressões 3.1 e 3.2, na sessão 3.1, no entanto, a potência utilizada é de 500 W por conjunto (área).

$$A = \frac{500}{0,5 \times 1,225 \times 0,3206 \times 8^3}$$

$$A = 4,97m^2$$

O projeto da turbina TEiiM considera a metade da potência em cada conjunto, comparada a turbina convencional, desta forma, a área de cada conjunto é

proporcionalmente menor, sendo de 4,97 m². O comprimento das pás também será menor, 1,05 m e o raio da turbina 2,37 m.

Diferente da turbina convencional, ao analisar a velocidade de rotação necessária para que a turbina TEiiM entregue 600 rpm no gerador elétrico, em um caso ideal, cada conjunto da TEiiM irá girar à 300 rpm.

Com a velocidade de rotação para cada conjunto da TEiiM sendo de 300 rpm, é plausível a geração nominal deste gerador elétrico sem caixa de multiplicação, ou seja, a ligação é realizada direta entre os eixos da turbina TEiiM e o gerador elétrico, sendo o indutor em um conjunto e o induzido no outro conjunto, girado em sentidos contrários.

Com esta relação entende-se que:

- o esforço para iniciar o giro será duas vezes maior na turbina convencional de mesma potência do que em cada conjunto da turbina TEiiM;
- a velocidade de vento inicial para começar o giro da TEiiM será proporcionalmente menor (relação de peso e área);
- a turbina TEiiM irá estabilizar sua velocidade de rotação em menor tempo, comparada a turbina convencional, isso permitirá a TEiiM atingir maiores velocidades de rotação e, com isso, gerar mais energia elétrica durante um mesmo período;
- a TEiiM não utiliza caixa de multiplicação, sendo uma turbina de ligação direta no eixo do gerador elétrico;

Com o incremento do segundo eixo na TEiiM, ao analisar o tamanho das áreas de cada turbina, entende-se que a TEiiM poderá ser instalada em alturas inferiores à uma turbina convencional de mesma potência. Isso é possível pela forma construtiva já mencionada já que, a TEiiM necessitará de menores esforços para iniciar o giro, assim, em menores velocidades de vento ela produzirá maior quantidade de energia elétrica. A não utilização de caixa de multiplicação na turbina TEiiM acarreta menores custos manutenção.

APÊNDICE B – DIAGRAMA DE BLOCOS DA CONVERSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA GERADA PELA TEIIM

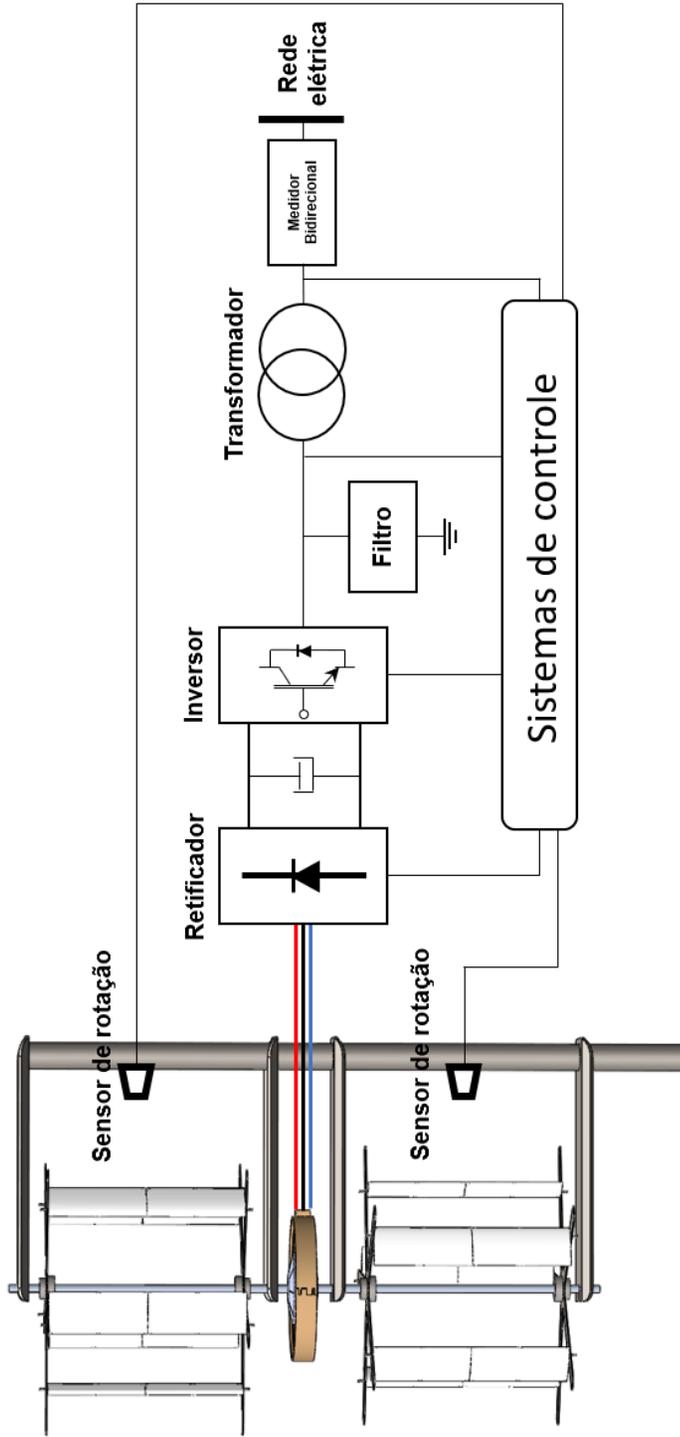


figura 104 - Diagrama de blocos do sistema de conversão de energia da TEiIM

APÊNDICE C1 – TABELAS DE DESVIO PADRÃO DAS VELOCIDADES DE ROTAÇÃO DAS TURBINAS TEiIM PARA A VELOCIDADE DE VENTO DE 8 M/S

Tabela 7 - Desvio padrão da velocidade de rotação da TEiIM (0,14) com velocidade de vento de 8 m/s

TEiIM (0,14) - 8 m/s -	RPM									
Tempo (min)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Conjunto 1	6	8	7	9	22	51	44	44	45	36
Soma dos conjuntos	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Conjunto 2	5	8	8	12	36	67	51	38	49	31
Resultante	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
Desvio padrão das rpm da TEiIM (0,14)	11	16	15	21	58	118	95	82	94	67

Tabela 8 - Desvio padrão da velocidade de rotação da TEiIM (0,23) com velocidade de vento de 8 m/s

TEiIM (0,23) - 8 m/s -	RPM									
Tempo (min)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Conjunto 1	10	25	25	24	27	25	16	18	12	12
Soma dos conjuntos	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Conjunto 2	9	18	41	38	37	33	23	26	18	18
Resultante	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
Desvio padrão das rpm da TEiIM (0,23)	19	43	66	62	64	58	39	44	30	30

Tabela 9 – Comparação dos desvios padrão das velocidades de rotação das TEiIM com velocidade de vento de 8 m/s

Turbinas TEiIM (8 m/s)	RPM									
Tempo (min)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Desvio padrão das rpm da TEiIM (0,14)	11	16	15	21	58	118	95	82	94	67
Desvio padrão das rpm da TEiIM (0,23)	19	43	66	62	64	58	39	44	30	30
	Até o minuto 5 a TEiIM 0,23 apresenta maiores desvios de rpm					A partir do minuto 6 a TEiIM 0,14 apresenta maiores desvios de rpm				

APÊNDICE C2 – TABELAS DE DESVIO PADRÃO DAS VELOCIDADES DE ROTAÇÃO DAS TURBINAS TEiIM PARA A VELOCIDADE DE VENTO DE 10 M/S

Tabela 10 - Desvio padrão da velocidade de rotação da TEiIM (0,14) com velocidade de vento de 10 m/s

TEiIM (0,14) - 10 m/s -	RPM									
Tempo (min)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Conjunto 1	7	17	60	46	40	34	34	29	24	30
Soma dos conjuntos	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Conjunto 2	10	22	70	66	49	48	46	40	34	31
Resultante	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
Desvio padrão das rpm da TEiIM (0,14)	17	39	130	112	89	82	80	69	58	61

Tabela 11 - Desvio padrão da velocidade de rotação da TEiIM (0,23) com velocidade de vento de 10 m/s

TEiIM (0,23) - 10 m/s -	RPM									
Tempo (min)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Conjunto 1	5	35	40	35	37	16	18	17	16	15
Soma dos conjuntos	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Conjunto 2	16	26	30	16	24	21	24	19	17	18
Resultante	=	=	=	=	=	=	=	=	=	=
Desvio padrão das rpm da TEiIM (0,23)	21	61	70	51	61	37	42	36	33	33

Tabela 12 - Comparação dos desvios padrão das velocidades de rotação das TEiIM com velocidade de vento de 10 m/s

Turbinas TEiIM (10 m/s)	RPM									
Tempo (min)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Desvio padrão das rpm da TEiIM (0,14)	17	39	130	112	89	82	80	69	58	61
Desvio padrão das rpm da TEiIM (0,23)	21	61	70	51	61	37	42	36	33	33
	Até o minuto 2 a TEiIM 0,23 apresenta maiores desvios de rpm		A partir do minuto 3 a TEiIM 0,14 apresenta maiores desvios de rpm							

APÊNDICE D1 – RELAÇÃO ENTRE OS COEFICIENTES DE FORÇAS TANGENCIAIS E NORMAIS NA VELOCIDADE DE VENTO DE 8 M/S

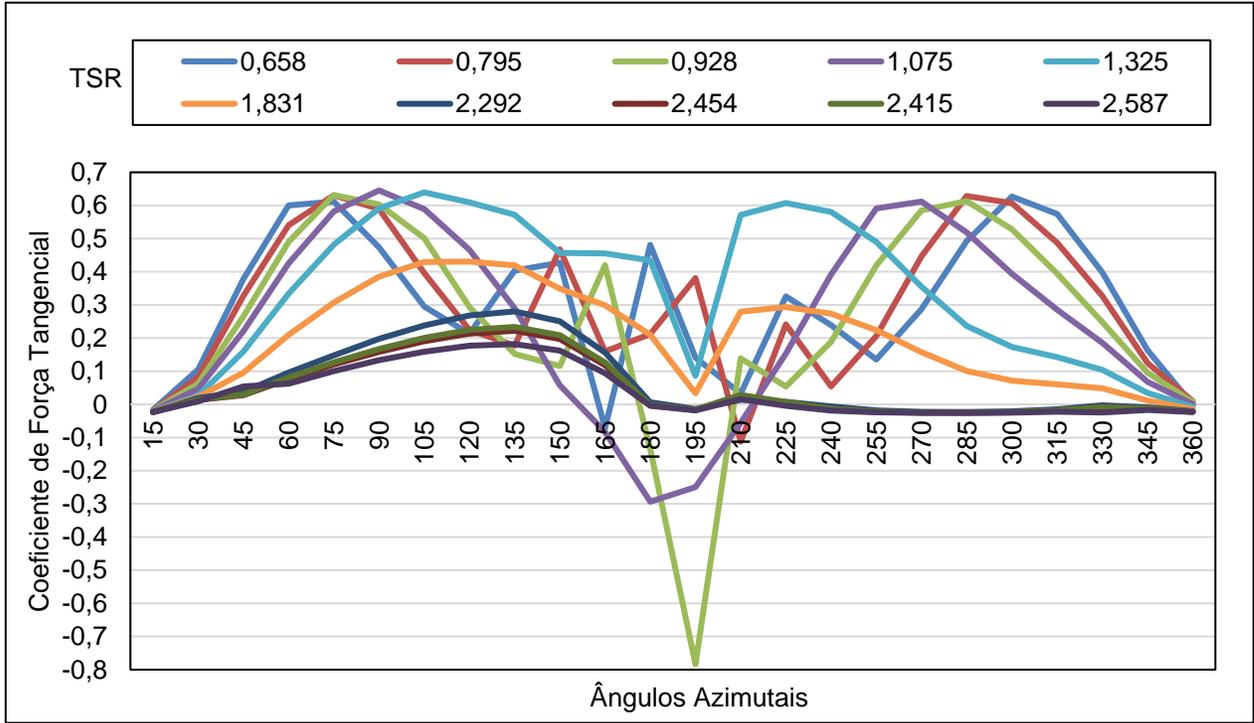


figura 105 – $C_t \times \theta$ para diferentes TSR de solidez 0,14 com velocidade de vento de 8m/s

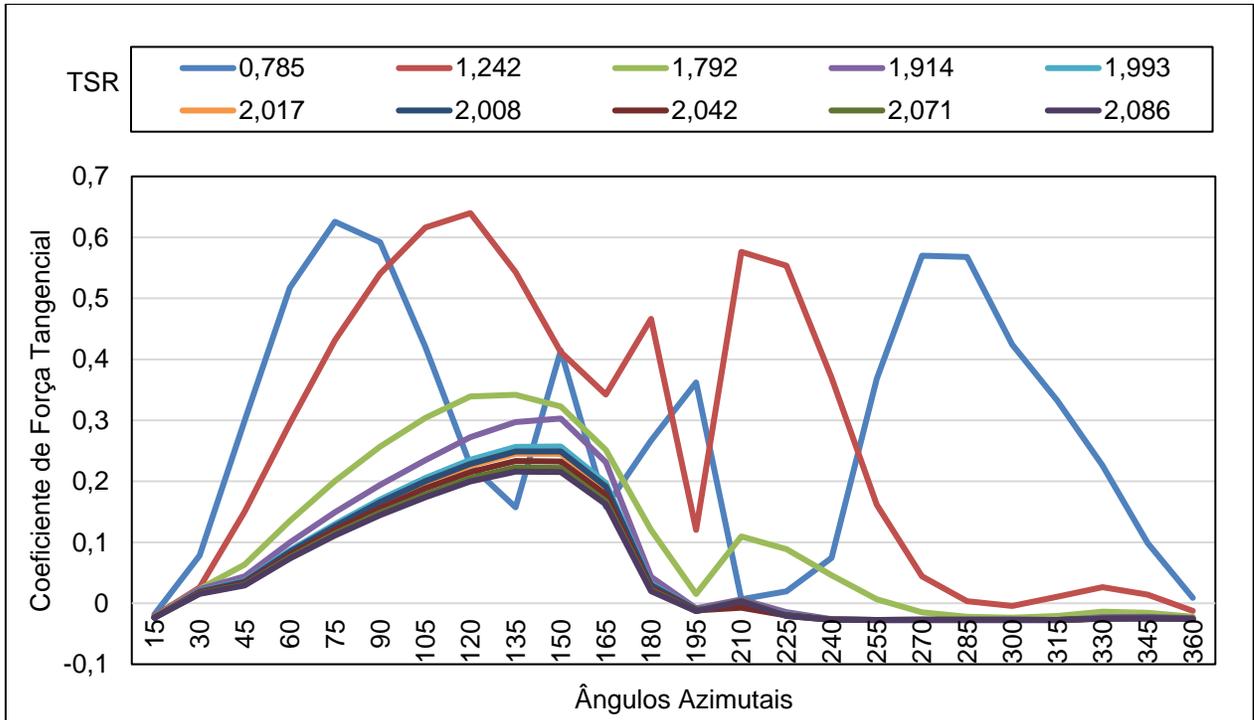


figura 106 – $C_t \times \theta$ para diferentes TSR de solidez 0,23 com velocidade de vento de 8 m/s

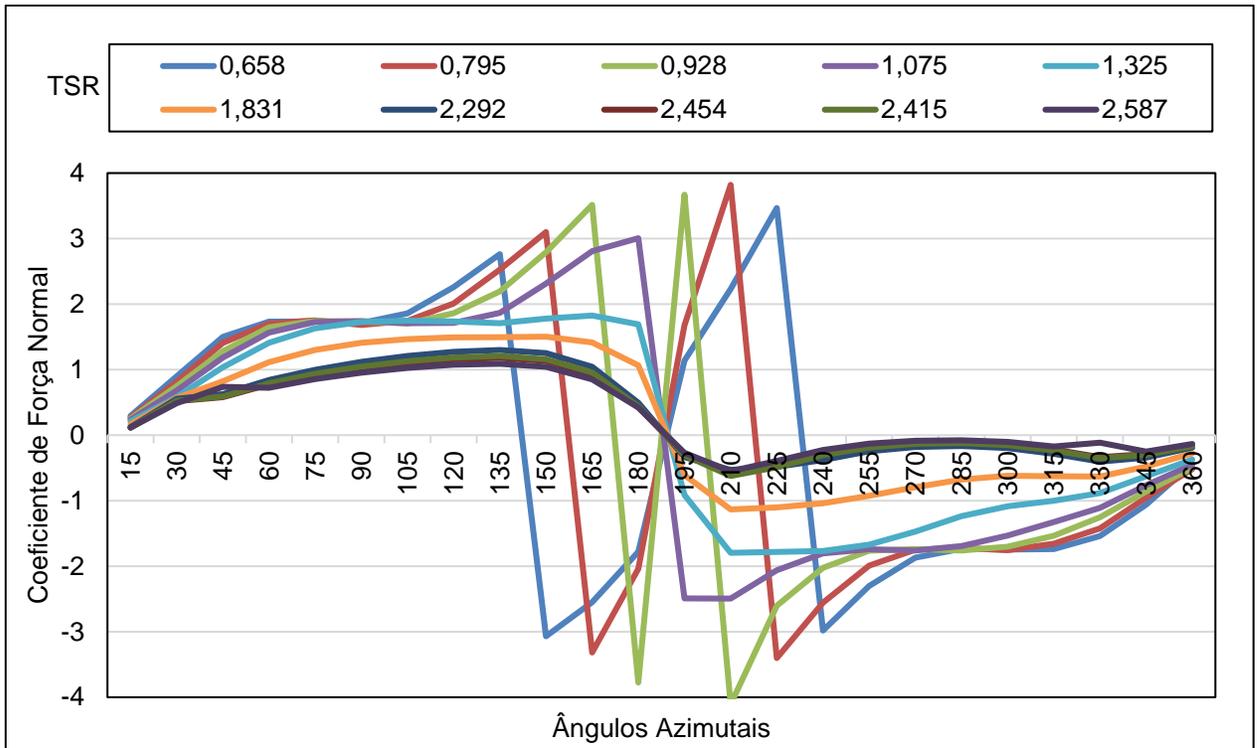


figura 107 – Cn x e para diferentes TSR de solidez 0,14 com velocidade de vento de 8 m/s

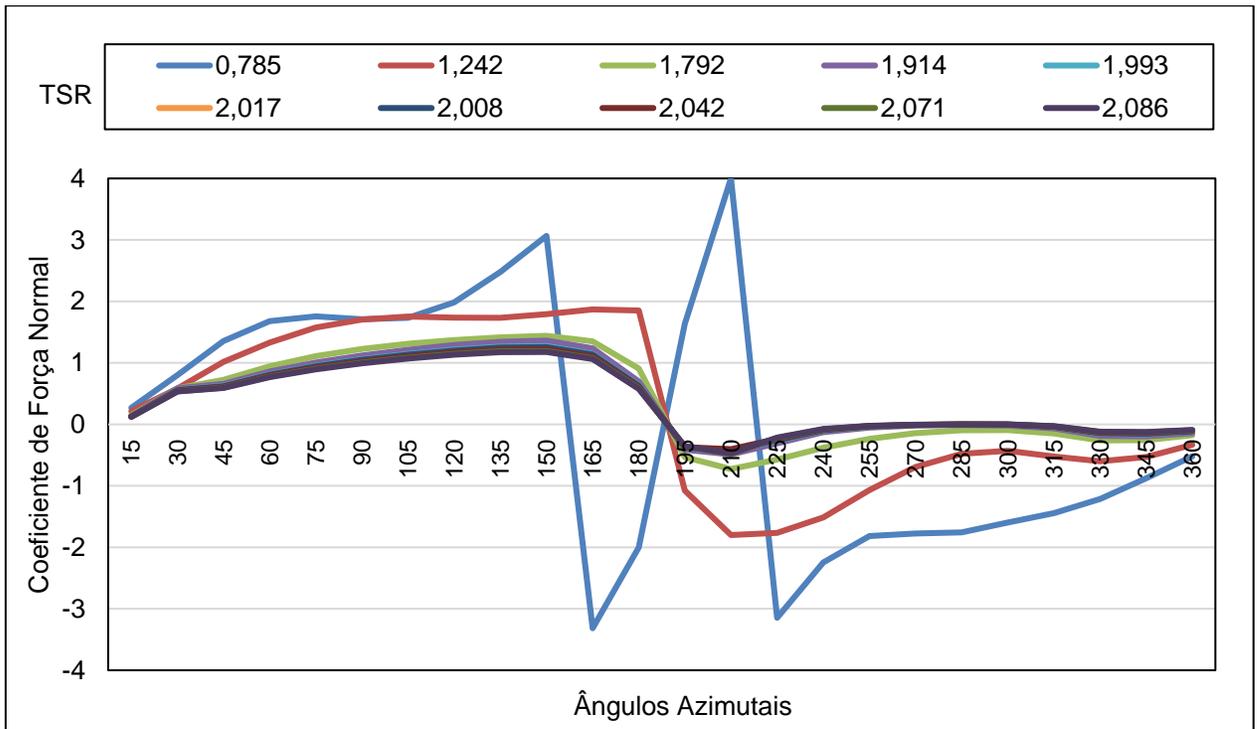


figura 108 – Cn x e para diferentes TSR de solidez 0,23 com velocidade de vento de 8 m/s

APÊNDICE D2 – RELAÇÃO ENTRE OS COEFICIENTES DE FORÇAS TANGENCIAIS E NORMAIS NA VELOCIDADE DE VENTO DE 10 M/S

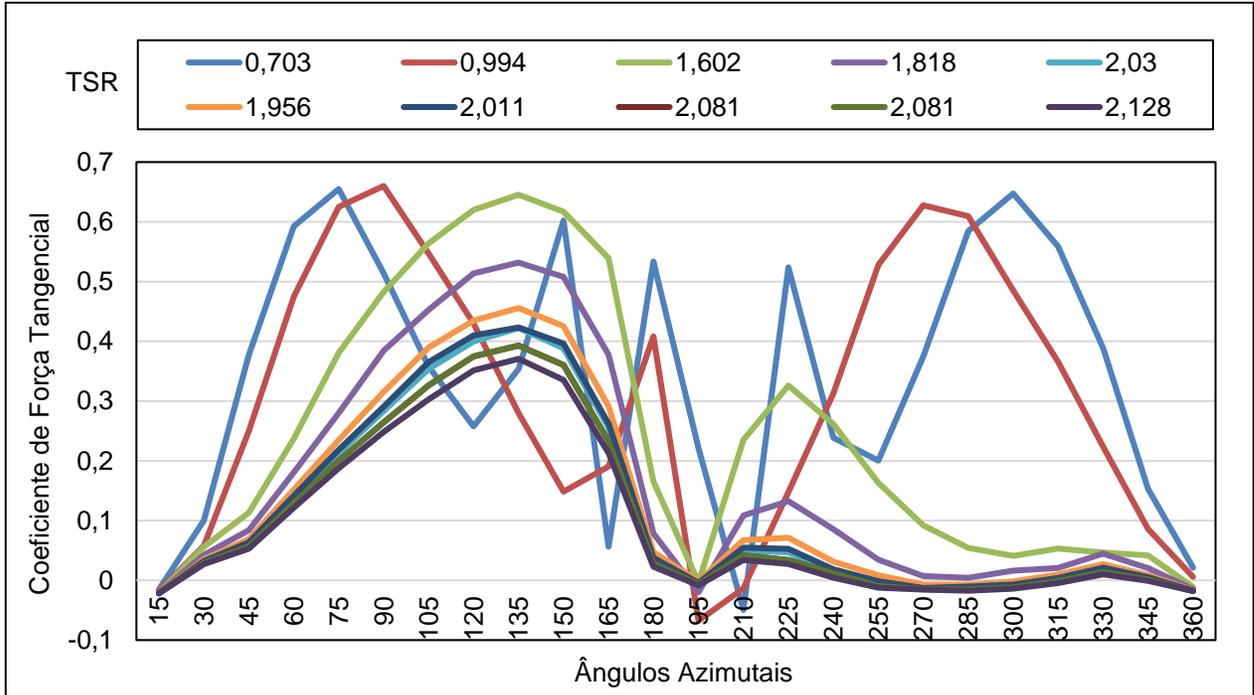


figura 109 – Ct x ϵ para diferentes TSR de solidez 0,14 com velocidade de vento de 10 m/s

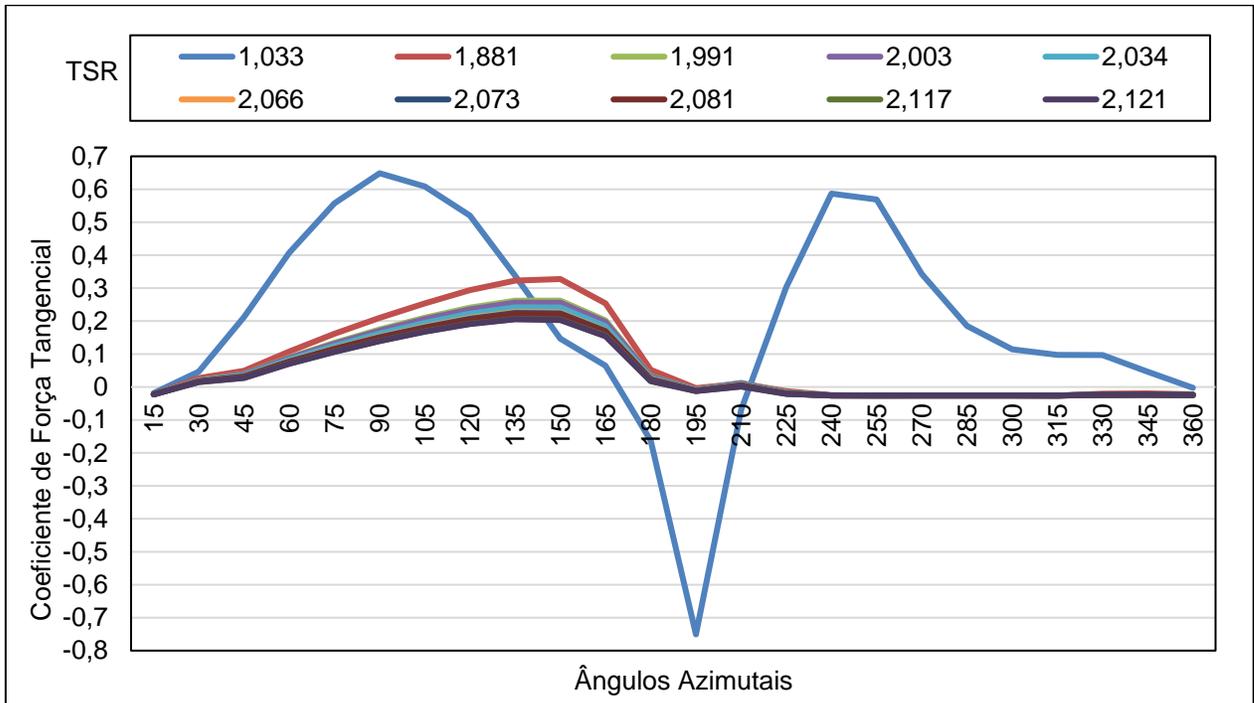


figura 110 – Ct x ϵ para diferentes TSR de solidez 0,23 com velocidade de vento de 10 m/s

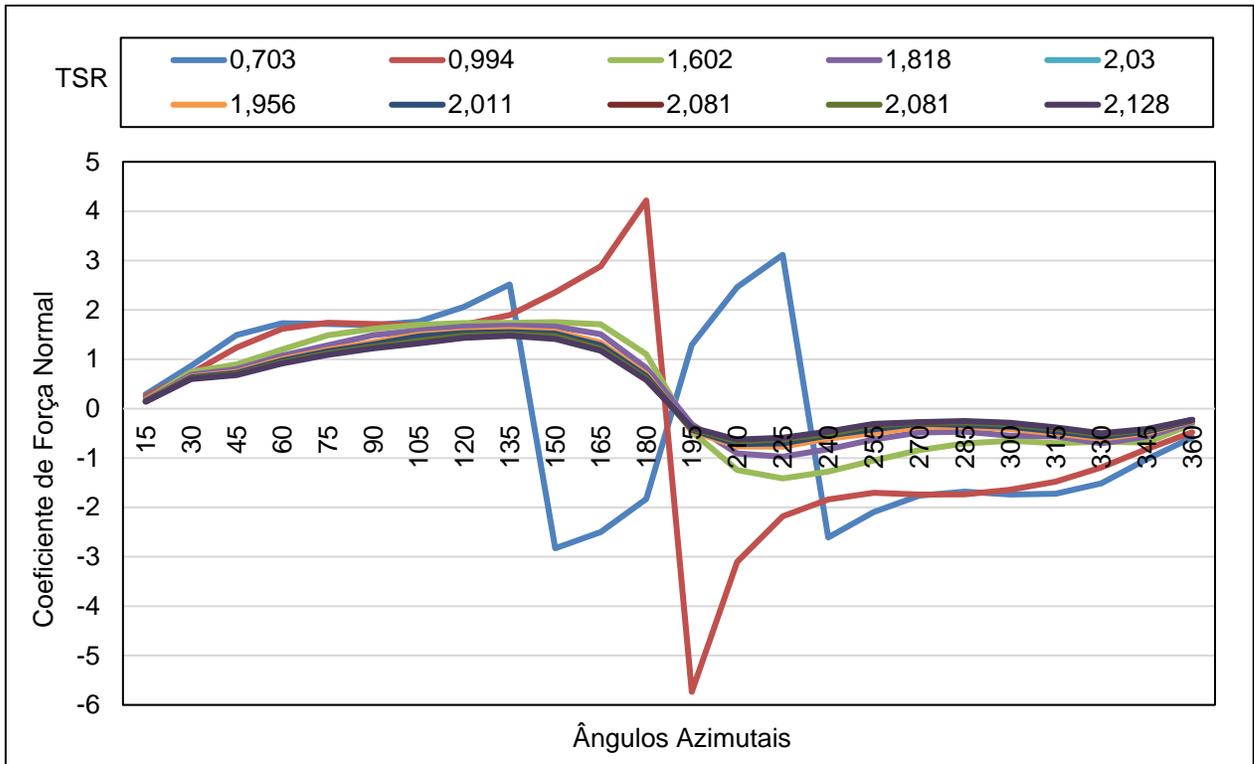


figura 111 – $C_n \times \theta$ para diferentes TSR de solidez 0,14 com velocidade de vento de 10 m/s

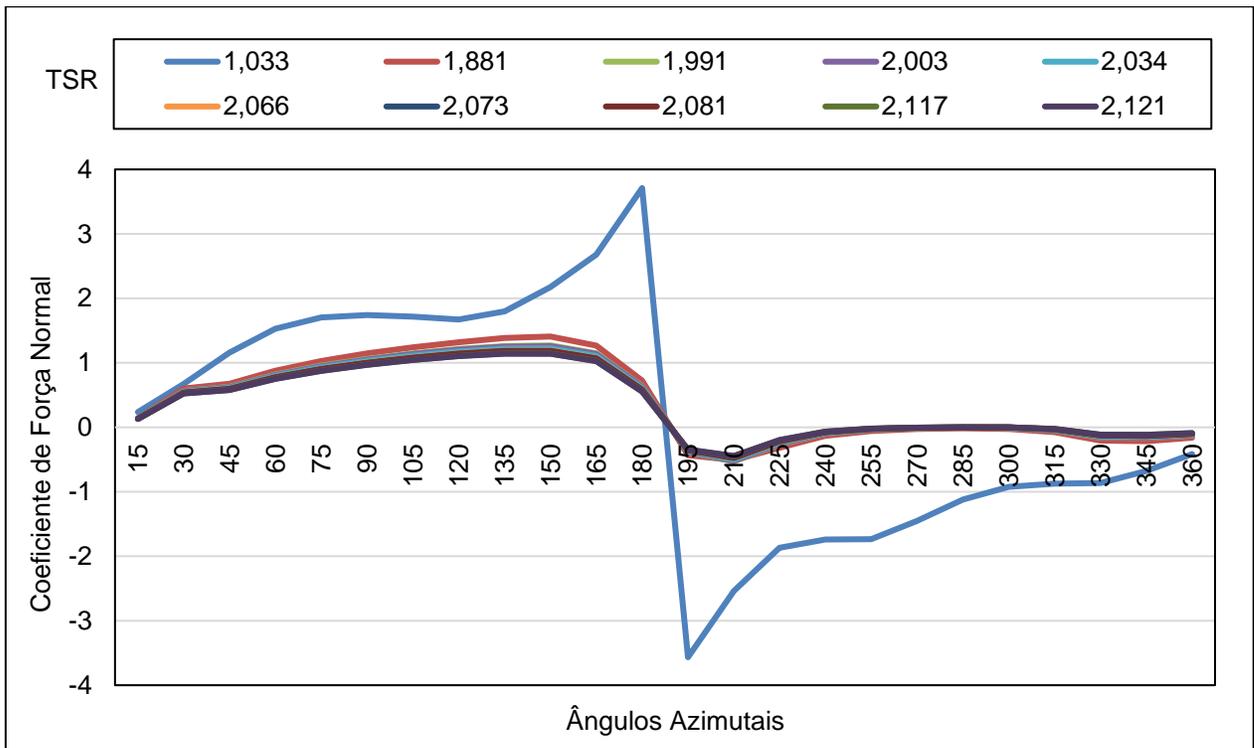


figura 112 – $C_n \times \theta$ para diferentes TSR de solidez 0,23 com velocidade de vento de 10 m/s

APÊNDICE E1 – TABELA DOS VALORES REFERENTES AOS GRÁFICOS DAS FIGURAS 106 E 107

Tabela 13 - Tabela de valores referentes as figuras 106 e 107

TSR		1,325	1,242		1,325	1,242
Solidez		0,14	0,23		0,14	0,23
Ângulos azimutais		Fator de interferência axial			Velocidades de vento no contato com a turbina nos 360°	
15°		0,085	0,134		8	8
30°		0,095	0,148		8	8
45°		0,143	0,222		8	8
60°		0,183	0,278		8	8
75°		0,201	0,315		8	8
90°		0,194	0,312		8	8
105°		0,17	0,275		8	8
120°		0,135	0,216		8	8
135°		0,097	0,152		8	8
150°		0,063	0,093		8	8
165°		0,038	0,049		8	8
180°		0,024	0,03		8	8
195°		0,012	0,019		7,616	7,52
210°		0,049	0,076		7,392	7,216
225°		0,087	0,167		6,992	6,512
240°		0,15	0,327		6,448	5,568
255°		0,232	0,46		5,84	4,544
270°		0,308	0,552		5,28	3,6
285°		0,342	0,593		4,896	3,008
300°		0,339	0,583		4,784	2,96
315°		0,288	0,511		5,072	3,552
330°		0,21	0,388		5,712	4,448
345°		0,133	0,232		6,48	5,632
360°		0,1	0,178		6,64	5,856

APÊNDICE E2 – TABELA DOS VALORES REFERENTES AOS GRÁFICOS DAS FIGURAS 106 E 108

Tabela 14 - Tabela de valores referentes as figuras 106 e 108

TSR		1,602	1,881		1,602	1,881
Solidez		0,14	0,23		0,14	0,23
Ângulos azimutais		Fator de interferência axial			Velocidade de vento no contato com a turbina nos 360°	
15°		0,101	0,206		10	10
30°		0,14	0,279		10	10
45°		0,166	0,31		10	10
60°		0,212	0,39		10	10
75°		0,25	0,436		10	10
90°		0,251	0,456		10	10
105°		0,232	0,452		10	10
120°		0,197	0,424		10	10
135°		0,155	0,378		10	10
150°		0,115	0,295		10	10
165°		0,081	0,181		10	10
180°		0,034	0,059		10	10
195°		0,009	0,033		9,32	8,82
210°		0,087	0,185		8,38	6,38
225°		0,172	0,596		7,7	4,1
240°		0,261	0,756		6,9	2,44
255°		0,357	0,827		6,06	1,52
270°		0,423	0,894		5,36	0,96
285°		0,45	0,93		4,98	0,88
300°		0,434	0,911		5	1,28
315°		0,36	0,828		5,76	2,2
330°		0,259	0,72		6,68	3,8
345°		0,233	0,604		7,2	4,42
360°		0,124	0,376		7,98	5,88

ANEXOS

ANEXO A – CÓDIGO DO MÉTODO DMST EM MATLAB

Esta análise levou em consideração uma série de variáveis de entradas, saídas e Loops. Foi utilizada como complemento dos testes realizados com a turbina eólica com indutor e induzido móveis (TEiiM), para obtenção das curvas da TEiiM com 3 pás e com 5 pás com as velocidades de vento de 8 m/s e 10 m/s, a fim de analisar o comportamento nas diferentes situações testadas.

As variáveis de entrada incluem o Tip Speed Ratio (TSR), raio da turbina, corda da pá, comprimento da pá, número de pás e ângulo de ataque inicial da pá.

```
%-----dados de entrada-----
TSR = 2.121; %Velocidade da ponta de pá
r = 0.375; %Raio da turbina [m]
c = 0.11; %Comprimento da corda da pá [m]
%h = 2*(2*r); %Tamanho da turbina = 2*diâmetro [m]
h = 0.56; %Comprimento da pá
N = 5; %Número de pás
Pitch = 0; %Passo da pá fixo
```

Através dos dados de entrada fornecidos, cujos valores foram obtidos dos testes em túnel de vento, a análise realiza diversos Loops para obtenção dos resultados. Estes Loops são realizados, nesta primeira análise, para obtenção dos arquivos com os valores de Reynolds, variando em 10 mil Reynolds, entre 1e4 e 50e4.

```
polar = input ('Nome do arquivo.txt do perfil aerodinamico:
','s');

filn = polar; %input ('nome da polar do perfil');
fid = fopen(filn,'r');

for i =1:3

    [gb]=fscanf(fid,'%s65');

end

[indata1e4] = fscanf(fid,'%f %f %f',[3 inf]);

polar1 = input ('Nome do arquivo.txt do perfil aerodinamico:
','s');

filn1 = polar1; %input ('nome da polar do perfil');
```

```

fid1 = fopen(filn1,'r');

for i =1:3

    [gb1]=fscanf(fid1,'%s65');

end
.
.
.
[indata50e4] = fscanf(fid49,'%f %f %f',[3 inf]);

```

Após chamar os arquivos (.txt), o programa analisa outros valores, sendo estes a área, densidade e viscosidade do ar à 25°, número de passos para a leitura dos ângulos azimutais e a velocidade de vento.

```

A = 2*r*h; %Área da turbina
rho = 1.184; %Densidade do Ar à 25°C
my =1.562e-5; %Viscosidade cinemática do Ar à 25° [m²/s]
d_theta = 15; %Passo (leitura de 15 em 15)
theta = 5:d_theta:360; %Ângulos Azimutais (posições do tubo
de fluxo)
v_max = 10; %Velocidade constante do fluxo do fluido [m/s]

```

Para iniciar a análise do método DMST necessita indicar a quantidade de tubos que será realizada a leitura na primeira metade contra o vento, neste caso 12.

```

%-----Valores iniciais (Contra o vento)-----
vinkel_1=1; %Valor inicial do tubo de fluxo (theta (vinkel_1))
vinkel_2=12; %Valor final do tubo de fluxo frontal (theta(vin-
kel_2))
work = 0;

```

Tendo estipulado as variáveis iniciais para os tubos de fluxo, são realizados os cálculos para a obtenção dos resultados dos primeiros 180° contra o vento.

```

%-----Cálculos-----
for j=1:2 %Primeiro, a metade da frente é calculada, então as
respostas são usadas para a segunda metade (180°- 360°)

```

```

        for i = 1:length(v_inf(1,:)) %"Loop" para cada velocidade
de fluxo
z=0;
if j==1
WR(i)=v_inf(1,i)*TSR; %Velocidade periférica
end
for k = vinkel_1:vinkel_2 %"Loop" para cada tubo de fluxo
(velocidade interna)
z=z+1; %Contador
a = 0; %Fator de indução (Valor inicial)
Konvergence = 0; %Redefine os critérios de convergência para
cada tubo/contagem de velocidade

while Konvergence<0.99 %Itera até a convergência ficar entre
0,99 e 1,01
a = a + 0.001; %Fator de indução
if a>=1
break
end

w(i,k) = sqrt(((v_inf(z,i)*(1-a)*sind(theta(k)))^2) +
((v_inf(z,i)*(1-a)*cosd(theta(k))+WR(i))^2)); %Velocidade
relativa (pá)
alpha(i,k) = atand((v_inf(z,i)*(1-
a)*sind(theta(k)))/(v_inf(z,i)*(1-
a)*cosd(theta(k))+WR(i)))+Pitch; %Ângulo de ataque (pá)
Re(i,k) = c*w(i,k)/my; %Número de Reynolds (pá)

numero = k;

```

Como o programa já chamou e salvou os arquivos (.txt) com os valores de Reynolds, agora ele analisa os valores de coeficiente de sustentação (CL1) e o coeficiente de arrasto (CD1), para cada posição da pá nos 180° contra o vento.

```

%Propriedades da pá

if Re(i,k)<1e4

alpha1 = indatale4(1,:);
CL1 = indatale4(2,:);
CD1 = indatale4(3,:);

```

```

elseif Re(i,k)>=1e4 && Re(i,k)<2e4
.
.
.
elseif Re(i,k)>=49e4

alpha1 = indata50e4(1,:);
CL1 = indata50e4(2,:);
CD1 = indata50e4(3,:);

end

        incid =(alpha(i,k));
        incid = real(incid);

        if incid < min(alpha1)
            incid = min(alpha1);
        end

        if incid > max(alpha1)
            incid = max(alpha1);
        end

        c11= interp1(alpha1',CL1',incid);
        cd1= interp1(alpha1',CD1',incid);

        C_l = c11;
        C_d = cd1;

Save_Cl(i,k) = C_l;
Save_Cd(i,k) = C_d;

```

A partir do momento em que se obtém os valores de c_{l1} e $cd1$ para cada posição dos tubos de fluxo contra o vento, é realizado os demais cálculos.

```

C_n(i,k) = C_l*cosd(alpha(i,k)) + C_d*sind(alpha(i,k)); %Co-
eficiente de Força Normal
C_t(i,k) = C_l*sind(alpha(i,k)) - C_d*cosd(alpha(i,k)); %Co-
eficiente de Força Tangencial
F_N(i,k) = 0.5*rho*(w(i,k)^2)*h*c*C_n(i,k); %Força Normal
F_T(i,k) = 0.5*rho*(w(i,k)^2)*h*c*C_t(i,k); %Força Tangencial
T_i(i,k) = F_T(i,k)*cosd(theta(k)) - F_N(i,k)*sind(theta(k));
%Impulso instantâneo
if a<=0.33 %Divisão da Equação do Momento

```

```

a_new =
(N*abs(T_i(i,k)))/(4*pi*rho*r*h*abs(sind(theta(k))))*v_inf(z,
i)^2)+(a^2);
else
a_new =
(N*abs(T_i(i,k)))/(4*pi*rho*r*h*abs(sind(theta(k))))*v_inf(z,
i)^2)+(a^2)*(5-3*a)*0.25;
end
Konvergenz = a/a_new; %Compara os métodos de solução, se
forem aproximadamente os mesmos valores, a iteração para
end

```

Após serem realizados todos os cálculos para os 12 tubos de fluxo da primeira metade de 180° contra o vento, inicia-se os cálculos para os 12 tubos de fluxo a favor do vento, sendo esses de 180° até 360°.

```

v_inf=flipud(v_inf);
winkel_1 = 13; %Valor inicial do tubo do fluxo traseiro
winkel_2 = 24; %Valor final do tubo de fluxo traseiro
end

```

Com todas as variáveis calculadas, foi possível obter o valor do coeficiente de potência (CP) da TEiiM para cada valor de TSR.

```

for l=1:length(F_T(:,1))
Q_avg(l) = sum(F_T(l,:))*r*(N*d_theta/360);
C_Q(l) = Q_avg(l)/(0.5*rho*(v_history(l,1)^2)*2*r*h*r);
C_P(l) = C_Q(l)*TSR
End

```