

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

AVALIAÇÃO EXPERIMENTAL DO DESEMPENHO AERODINÂMICO DE PEQUENAS
TURBINAS EÓLICAS CONFECCIONADAS EM PROTOTIPAGEM 3D

por

Saulo de Oliveira Garré

Dissertação para obtenção do Título de
Mestre em Engenharia

Porto Alegre, setembro de 2015

AVALIAÇÃO EXPERIMENTAL DO DESEMPENHO AERODINÂMICO DE PEQUENAS
TURBINAS EÓLICAS CONFECCIONADAS EM PROTOTIPAGEM 3D

por

Saulo de Oliveira Garré

Engenheiro Agrícola

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

Mestre em Engenharia

Área de Concentração: Energia

Orientadora: Prof.^a Dra. Adriane Prisco Petry

Aprovada por:

Prof. Dr. Alexandre Vagtinski de Paula DEMEC / UFRGS

Prof. Dr. Luiz Alberto Oliveira Rocha PROMEC / UFRGS

Prof. Dr. Francis Henrique Ramos França..... PROMEC / UFRGS

Prof. Dr. Luiz Alberto Oliveira Rocha
Coordenador do PROMEC

Porto Alegre, 11 de setembro de 2015

Dedico este trabalho à sociedade brasileira que com seus impostos contribui para que pessoas, como eu, tenham a oportunidade de estudar e se qualificar visando, através da pesquisa, uma contrapartida na forma de novas descobertas (tecnologias, procedimentos, metodologias, etc.).

À todas as pessoas que não tiveram a mesma oportunidade pelas dificuldades e obstáculos impostos pela vida.

Ao Governo Nacional que com suas políticas de incentivo à Pesquisa fomentam o amplo desenvolvimento de nossa Nação.

A minha querida esposa que sempre esteve do meu lado e me apoiou em todos os momentos de dificuldades. Maira Chagas só vence quem luta e nós não desistimos nunca.

Aos meus pais por sempre me ensinarem a valorizar o ser humano acima de tudo. Enfrentar a vida de frente e saber que nem todo mundo vai nos apoiar, que nem todo mundo é bom, que nem todo mundo vai nos amar, mas os que contradizem essas ações já fazem a vida valer a pena. João e Gilca obrigado por terem me ensinado tudo que sei, e por se esforçarem para sempre me dar o melhor que tinham. Eu amo vocês e jamais farei nada para decepcioná-los.

Ao meu irmão Francisco por me motivar dizendo que sou sua inspiração. Xito, não sabes o quanto és importante para mim e quanto eu me orgulho do homem que te tornastes.

Aos meus saudosos irmãos Bruno e Tarso.

Aos meus sogros que além de me entregarem seu maior tesouro, também me auxiliaram a chegar até aqui. Cleuza e Mário uma única palavra: obrigado.

A todos meus amigos que são a minha fonte de inspiração e fazem com que todos os dias sejam especiais e por isso eu me esforço na tentativa de ser uma pessoa melhor. Pessoal obrigado por fazerem meus dias mais alegres, por escutarem meus problemas e principalmente por comemorarem minhas vitórias como se fossem as suas.

À Engenharia Agrícola da UFPel pelos conhecimentos transferidos e pela formação multidisciplinar a qual me qualificou para trabalhar e compreender temas diversificados.

AGRADECIMENTOS

À CAPES pelo aporte financeiro indispensável para que eu conseguisse finalizar essa etapa importante de minha formação, oportunizando-me também a possibilidade de contribuir com a sociedade;

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica (PROMEC) da UFRGS por ter me disponibilizado a estrutura necessária para desenvolver a fase experimental e ter me qualificado intelectualmente para os desafios vividos durante o desenvolvimento desta dissertação;

Ao Projeto de Pesquisa “Projeto e Construção de um Pequeno Aerogerador com Segurança Inerente”, aprovado no edital 74/2013 do CNPq, coordenado pelo professor Ály Ferreira do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE - UFRGS) e pela professora Adriane Prisco Petry PROMEC – UFRGS, o qual custeou a prototipagem das turbinas testadas;

Ao Grupo de Mecânica Aplicada da UFRGS / Núcleo Orientado para Tecnologias Aquaviárias (GMAp/NOTAq) pelo empréstimo de sua estrutura e pelo apoio na etapa de impressão dos protótipos, em especial ao Prof. Dr. Ignácio Iturrioz, à Prof. Dr. Letícia Fleck, a André Casagrande e toda a equipe do NOTAq;

Aos amigos do Laboratório de Mecânica de Fluídos que me apoiaram de todas as maneiras possíveis;

À minha orientadora Prof. Dr. Adriane Petry que aceitou o desafio de me instruir durante essa jornada, dividindo seus conhecimentos e norteando este trabalho.

Ao Coordenador do PROMEC Prof. Dr. Luis Oliveira Rocha por não medir esforços para me apoiar. Afinal caso não tivesse tido esse auxílio no período inicial do mestrado, provavelmente eu não teria como continuar pelas dificuldades financeiras. Obrigado por ter acreditado em mim.

Ao Professor Alexandre Vagtinski pela dedicação, esforço e contribuição incomensurável investida nesse trabalho.

Aos Prof. Dr. Francis França, Alexandre Vagtinski e Luiz Rocha por terem aceitado participar da banca examinadora e contribuírem nas correções técnicas e textuais. E aos demais Professores e Funcionários do PROMEC que de alguma forma contribuíram para o desenvolvimento deste trabalho e explicam a excelência e reconhecimento dessa escola de ensino.

RESUMO

Este trabalho apresenta a avaliação experimental em túnel aerodinâmico de características de dois aerogeradores de pequeno porte com cinco pás. Para isso, utilizando-se prototipagem 3D, construíram-se dois modelos em escala reduzida, os quais foram avaliados primeiramente utilizando-se Pás Ótimas de Betz e depois Pás Ótimas de Betz Modificadas. Antes de se avaliar o equipamento determinou-se a distribuição de velocidades na seção transversal do túnel com o auxílio de um tubo de Pitot. Com o perfil de velocidades do túnel conhecido, determina-se o torque estático do protótipo com o uso de um torquímetro digital acoplado ao eixo do equipamento, que registrou todas as leituras para as faixas de velocidade de 1 m/s até 9,88 m/s. Também com o torquímetro avalia-se a influência da posição angular das pás no torque medido. Para tanto, elas são projetadas móveis no *hub*, o que possibilitou variar sua angulação em relação ao escoamento, mudando assim o ângulo de ataque e, por conseguinte o torque produzido. Empregou-se um foto tacômetro para medir a rotação do modelo em giro livre. Com os dados obtidos, determina-se a curva de torque estático e a curva de RPM em função da velocidade incidente. Através da determinação experimental do perfil de velocidade incidente e do perfil de velocidade na esteira aerodinâmica de cada turbina é avaliada a variação da quantidade de movimento do escoamento e determinada a potência extraída pelos rotores em rotação livre. Este estudo visa contribuir com o projeto de um aerogerador real, prevendo as características aerodinâmicas que o equipamento apresentará se construído com o presente layout. Com os dados analisados se faz uma previsão para as curvas de potência dos protótipos. Os resultados experimentais de torque e potência demonstram boa aproximação com os resultados obtidos por avaliação analítica pelo método do elemento de pá. A prototipagem 3D administrada se mostrou eficaz traduzindo realismo e excelente custo-benefício. A turbina construída com Pás Ótimas de Betz apresentou torque estático 17,8% superior à construída com as Pás Modificadas e extraiu 22% a mais de potência do escoamento de ar.

Palavras-chave: Aerogerador de pequeno porte, Energia eólica, Túnel aerodinâmico, Prototipagem 3D.

ABSTRACT

This paper presents the experimental evaluation in wind tunnel of two small wind turbines features five blades. Therefore, using 3D prototyping, two models were built on a reduced scale, which were first evaluated using Optimal Blade Betz and Optimal Blade Betz Modified. Prior to evaluating the distribution machine at speeds determined in the tunnel cross-section with the aid of a Pitot tube. With the known tunnel velocity profile, determines the static torque of the prototype with the use of a digital torquimeter coupled to the machine axis, which recorded all the readings for the speed range of 1 m/s to 9,88 m/s. Also with the torquimeter evaluates the influence of the angular position of the blades in the measured torque. Therefore, it is mobile designed in the hub, allowing vary their angle in the outflow, thereby changing the angle of attack and therefore the torque produced. Employed a photo tachometer for measuring the rotation of the model in free spin. With the data, determines the static torque curve and RPM curve as a function of incident speed. Through experimental determination of the incident velocity profile and the velocity profile in the aerodynamic wake of each turbine is evaluated the variation of the amount of movement of the flow and determined the power extracted by the rotor in free rotation. This study aims to contribute to the design of a real wind turbine informing the aerodynamic characteristics of the equipment shall be constructed with this layout. With the data analyzed to make a prediction for the prototype power curves. The experimental results demonstrate torque and power good approximation to the results obtained by evaluation by analytical element of the paddle method. The turbine constructed with Optimal Betz Blades presented static torque 17,8% higher than constructed with the Modified Blades and extracted 22% more power air outflow.

Keywords: Small wind turbine, Wind energy, Aerodynamic tunnel, 3D Prototyping.

ÍNDICE

1.	INTRODUÇÃO	1
1.1	Motivação	1
1.2	Objetivo	2
1.3	Estrutura do trabalho	2
2.	REVISÃO DA LITERATURA	3
2.1	Breve Histórico.....	3
2.2	Aerogeradores de pequeno porte	6
2.2.1	Definição	6
2.2.2	Tipos.....	7
2.2.2.1	Turbinas eólicas de eixo horizontal.....	7
2.2.2.2	Turbinas eólicas de eixo vertical.....	7
2.2.3	Legislação.....	9
2.2.4	Partes componentes	11
2.2.4.1	Rotor.....	12
2.2.4.2	Pás do Rotor	12
2.2.4.3	Hub.....	12
2.2.4.4	Gerador.....	12
2.2.4.5	Nacele.....	13
2.2.4.6	Conjunto do leme	13
2.2.5	Estimativa do potencial eólico	14
2.2.5.1	Utilização de dados de medições realizadas em locais próximos	14
2.2.5.2	Utilização de mapas ou Atlas eólicos.....	15
2.2.5.3	Modelos computacionais de simulação do comportamento do vento.....	16
2.2.5.4	Medição do vento no local de interesse	16
2.2.6	Curva de potência.....	16

2.2.6.1	Determinando a curva de potência	18
2.2.6.2	Características dos equipamentos.....	21
2.2.6.2.1	Evance R-9000	21
2.2.6.2.2	Bergey Excel-10	22
2.2.6.2.3	Skystream	23
2.2.6.2.4	Fortis Montana	23
2.2.6.2.5	Turby VAWT	24
2.2.6.2.6	Fortis Passaat.....	25
2.2.6.2.7	AirDolphin Z1000	25
2.2.6.2.8	Ampair 600.....	26
2.2.6.2.9	SWIFT	26
2.2.6.2.10	Energy Ball V200.....	27
2.2.6.2.11	WRE 030 e 060	28
2.2.6.2.12	Eclectic Stealth D 400	28
2.2.6.2.13	Windsave WS 1200.....	29
2.2.6.3	Resultado dos testes em Schoondijke.....	29
2.2.7	Trabalhos revisados.....	30
2.2.8	Mercado de Energia Eólica	32
3.	LEGISLAÇÃO PARA OS REQUISITOS DE PROJETO E TESTES DE PEQUENOS AEROGERADORES EÓLICOS	35
3.1	Requisitos de projeto. IEC 61400-2	35
3.2	Normas para a metodologia de testes de aerogeradores.....	46
3.2.1	Medição e análise do desempenho de turbinas eólicas (IEC 61400-12-1)	46
3.2.2	Medição de ruído (IEC 61400-11)	49
4.	METODOLOGIA	50
4.1	Dimensionamento do Protótipo.....	50

4.1.1	Cálculo da corda e do ângulo de torção das pás: Teoria do Elemento de Pá.....	50
4.1.2	Forças atuantes nas pás.	58
4.2	Processo Construtivo.....	61
4.2.1	Impressão 3D.....	62
4.2.2	Avaliações Preliminares.....	63
4.2.2.1	Resistência do material ao torque manual e rugosidade final.....	63
4.2.2.2	Materiais utilizados para reduzir a rugosidade.....	64
4.2.2.3	Decidindo entre a utilização de filamento PLA ou ABS.....	67
4.2.2.4	Criando furação guia para o encaixe das peças.....	69
4.2.3	Prototipagem das peças.....	69
4.2.4	Custos.....	72
4.2.5	Montagem do equipamento.....	73
4.3	Metodologia de Medições.....	77
4.3.1	Determinação experimental do perfil de velocidades do túnel aerodinâmico.....	77
4.3.2	Determinação experimental da esteira aerodinâmica empregando uma modelagem semelhante à proposta por Betz.....	81
4.3.3	Determinação experimental do torque estático do protótipo.....	86
4.3.4	Determinação experimental da velocidade angular.....	87
4.3.5	Determinação da curva de potência estimada para o protótipo.....	88
5.	RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	90
5.1	Normatização.....	90
5.2	Prototipagem 3D.....	90
5.3	Perfil de velocidades transversal na seção de testes do túnel aerodinâmico.....	91
5.4	Esteira Aerodinâmica.....	95
5.5	Torque Estático.....	98
5.6	Velocidade angular.....	100
5.7	Curva de Potência.....	104

6.	CONCLUSÕES	107
6.1	Sugestões de trabalhos futuros	108
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS		111
APÊNDICE A - Orçamento das empresas especializadas em prototipagem 3D.....		119
APÊNDICE B - Manual de procedimentos para impressão de uma peça 3D		120
APÊNDICE C - Incertezas de Medição.....		129
APÊNDICE D - Modelo de planilha utilizada para inserir os dados medidos.....		142
APÊNDICE E - Leituras registradas para o Torque Estático e RPM		144
ANEXO A	- Especificações Técnicas Multímetro Eletrônico	146
ANEXO B	- Certificado de Calibração do Torquímetro.....	147
ANEXO C	- Especificações da norma IEC-61400-12-1 e do anexo H para Aerogeradores de Pequeno Porte.	149
ANEXO D	- Representação virtual para simulação e novo layout do Túnel Aerodinâmico Prof. Debi Pada Sadhu.	151
ANEXO E	- Certificado de Aceitação de Artigo	152

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Moinho Persa.....	3
Figura 2 - Primeiros Aerogeradores: a) de Kinderdijk; b) de Brush.....	4
Figura 3 - Primeiros Aerogeradores de Grande Porte: a) Balaclava; b) Smith-Putnam	4
Figura 4 - Alguns tipos de aerogeradores de pequeno porte.....	8
Figura 5 - Partes componentes de um pequeno aerogerador.....	11
Figura 6 - Sistema auto – enrolar	14
Figura 7 - Potencial eólico brasileiro por região.....	15
Figura 8 - Curva de potência típica.....	17
Figura 9 - Pequenas turbinas instaladas no campo de teste de Schoondijke.....	20
Figura 10 - Pequeno Aerogerador Evance R-9000. a) Design e b) Curva de potência.....	22
Figura 11 - Pequeno Aerogerador Bergey Excel-10. a) Design e b) Curva de potência.....	22
Figura 12 - Pequeno Aerogerador Skystream. a) Design e b) Curva de potência.....	23
Figura 13 - Pequeno Aerogerador Fortis Montana. a) Design e b) Curva de potência.....	24
Figura 14 - Pequeno Aerogerador Turby. a) Design e b) Curva de potência.....	24
Figura 15 - Pequeno Aerogerador Fortis Passaat. a) Design e b) Curva de potência.....	25
Figura 16 - Pequeno Aerogerador AirDolphin Z1000. a) Design e b) Curva de potência.....	25
Figura 17 - Microturbina Ampair 600. a) Design e b) Curva de potência.....	26
Figura 18 - Pequeno Aerogerador SWIFT. a) Design e b) Curva de potência.....	27
Figura 19 - Pequeno Aerogerador Energy Ball V200. a) Design e b) Curva de potência.....	27
Figura 20 - Pequeno Aerogerador WRE 030 e 060. a) Design e b) Curva de potência.....	28
Figura 21 - Pequeno aerogerador Stealth D 400. a) Design e b) Curva de potência.....	28
Figura 22 - Pequeno aerogerador Windsave WS 1200. a) Design e b) Curva de potência.....	29
Figura 23 - Motivações de compra de aerogerador de pequeno porte.....	33
Figura 24 - Disposição de investimento.....	34
Figura 25 - Interesse de compra de aerogerador de pequeno porte.....	34
Figura 26 - Escoamento de ar através de uma turbina ideal de Betz	50
Figura 27 - Coeficiente de potência em função da razão de velocidades	51
Figura 28 - Elementos de pá.....	51
Figura 29 - Ângulos.....	53
Figura 30 - Valor de λ_D para equipamentos com variados número de pás.....	53
Figura 31 - Relação C_L/C_D para Perfis NACA 0012 - $Re = 200.000$ e $\alpha_A = 10^\circ$	55

Figura 32 - Relação C_L/C_D para Perfis NACA 0012 - $Re = 200.000$ e $\alpha_A = 10^\circ$	55
Figura 33 - Perfil aerodinâmico NACA 0012	56
Figura 34 - Condição para turbina estática.....	58
Figura 35 - Forças atuantes nas pás.....	59
Figura 36 - Protótipo projetado em CAD 3D.....	61
Figura 37 - Impressora Cliever CL1.	61
Figura 38 - Estrutura interna apresentada após feito o corte a 50 mm da base da pá	63
Figura 39 - Peças impressas para o teste: a) base e meio; b) topo da pá.....	64
Figura 40 - Peças acabadas com diferentes tipos de materiais.....	67
Figura 41 - Erros apresentados pelas peças impressas com ABS.	68
Figura 42 - Divisão das pás em peças de 75 mm com peso descrito.	70
Figura 43 - Hub e encaixe do eixo das turbinas.	71
Figura 44 - Detalhamento: a) das dimensões das turbinas; b) da redução das pás.	71
Figura 45 - Balança digital de alta precisão eletrônica.	72
Figura 46 - Detalhes construtivos.....	74
Figura 47 - Protótipo montado.	75
Figura 48 – Variações das posições das pás ($P1$, $P2$ e $P3$)......	76
Figura 49 - Túnel Aerodinâmico Prof. Debi Pada Sadhu	77
Figura 50 - Equipamentos para a medição: a) Barômetro; b) Multímetro Eletrônico; c) Micromanômetro de Coluna de Líquido Inclinado; d) Cronômetro.	79
Figura 51 - Tubos de Pitot: a) com posições variáveis e; b) com posição fixa.....	79
Figura 52 - Exemplo de posicionamento do tubo de Pitot 1 (Posição E3) e detalhamento da malha de pontos.....	80
Figura 53 - Régua e linha graduada.	80
Figura 54 - Nivelamento do tubo de Pitot 1.	81
Figura 55 - Posições de medida e posicionamento dos tubos de Pitot.....	82
Figura 56 - Turbina Ótima de Betz Modificada. a) Reconstruída; b) Cisalhada.	83
Figura 57 - Torquímetro Digital Lutron TQ-8800.	86
Figura 58 - Foto Tacômetro Digital Profissional Minipa MDT- 2244 B.....	88
Figura 59 - Plotagem das velocidades calculadas. a) Perfil de velocidades para a frequência de 20 Hz; b) Perfil de velocidades para a frequência de 30 Hz.	92
Figura 60- Plotagem das velocidades calculadas. a) Perfil de velocidades para a frequência de 40 Hz; b) Perfil de velocidades para a frequência de 50 Hz.	93

Figura 61 - Vista em superfície 3D. a) Perfil de velocidades para a frequência de 20 Hz; b) Perfil de velocidades para a frequência de 30 Hz; c) Perfil de velocidades para a frequência de 40 Hz; d) Perfil de velocidades para a frequência de 50 Hz.	94
Figura 62 – Área destacada para a construção gráfica da esteira aerodinâmica dos protótipos baseada no escoamento de ar através de uma turbina ideal de Betz	95
Figura 63 – Comparativo entre a esteira aerodinâmica formada pela: a) Turbina Ótima de Betz Modificada; b) Turbina Ótima de Betz – Frequência: 30 Hz.....	96
Figura 64 – Esteira aerodinâmica da Turbina Ótima de Betz – Frequência: 40 Hz.....	97
Figura 65 – Esteira aerodinâmica da Turbina Ótima de Betz – Frequência: 50 Hz.....	97
Figura 66 - Torque Estático Experimental para os dois tipos de turbinas e diferentes posições de pás.....	99
Figura 67 - Rotações por minuto para os dois tipos de turbinas e diferentes posições de pás.....	101
Figura 68 - Torque Estático em função da Velocidade Angular (Ω) e Velocidade de Partida da turbina com as pás nas Posições: a) e b) 1 ($P1$); c) e d) 2 ($P2$); e) e f) 3 ($P3$).	102
Figura 69 - Curva de potência estimada para os dois tipos de turbinas testadas.....	105
Figura 70 - Curva de potência estimada para os dois protótipos atuando com velocidade nominal de 10 m/s.	106

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Classificação de aerogeradores de pequeno porte.....	6
Tabela 2 - Resultados dos testes.....	30
Tabela 3 - Parâmetros de projeto.....	57
Tabela 4 - Definição das pás da turbina	57
Tabela 5 - Forças atuantes na turbina estática para α_A variando de 6° - 14°	60
Tabela 6 - Forças atuantes na turbina dinâmica para α_A variando de 6° - 14°	60
Tabela 7 - Resultados dos materiais utilizados para os testes. Parte 1.....	65
Tabela 8 - Resultados dos materiais utilizados para os testes. Parte 2.....	66
Tabela 9 - Itens utilizados na montagem do projeto	76
Tabela 10 - Coeficiente de Potência e raio da esteira aerodinâmica de acordo com o tipo de turbina e frequência escolhida.	98
Tabela 11 - Valores mínimos e máximos observados durante as medições para a construção gráfica da Figura 68.....	103

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABEC	Annular Bearing Engineers Committee
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABS	Acrilonitrila Butadieno Estireno
ADINELSA	Administración de Infraestructura Eléctrica S.A
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AWEA	American Wind Energy Association
BM&F	Bolsa de Mercadorias e Futuros
BOVESPA	Bolsa de Valores de São Paulo
CAD	Computer Aided Design
CAPES	Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior
CBEE	Centro Brasileiro de Energia Eólica
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CHESF	Companhia Hidroelétrica do São Francisco
CNPQ	Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico
COBEI	Comitê Brasileiro de Eletricidade, Eletrônica, Iluminação e Telecomunicações
DEMEC	Departamento de Engenharia Mecânica
DEWI	German Wind Energy Institute
FFF	Fused Filament Fabrication
NOTAq	Núcleo Orientado para Tecnologias Aquaviárias - UFRGS
GMAp	Grupo de Mecânica Aplicada - UFRGS
HAWT	Horizontal Axis Wind Turbine
IEA	International Energy Agency
IEC	International Electrotechnical Commission
IEO	International Energy Outlook
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
ISO	International Organization for Standardization
LMF	Laboratório de Mecânica de Fluídos - UFRGS
MME	Ministério de Minas e Energia
NACA	National Advisory Committee for Aeronautics
NBR	Norma Brasileira

OMM	Organização Meteorológica Mundial
PC	Personal Computer
PLA	Ácido Polilático
POB	Pá Ótima de Betz
POBM	Pá Ótima de Betz Modificada
PPGEE	Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
PROMECC	Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica - UFRGS
PVC	Policloreto de polivinila ou policloreto de vinil
RAC	Requisitos de Avaliação da Conformidade para Aerogeradores
STL	STereo Lithograph
SWT	Small wind turbines
TOB	Turbina Ótima de Betz
TOBM	Turbina Ótima de Betz Modificada
UFRGS	Universidade Federal do Rio Grande do Sul
VAWT	Vertical Axis Wind Turbine
WPP	Wind Power Program
WWEA	World Wind Energy Association

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Área varrida pelas pás da turbina	m^2
A_1	Área que a esteira aerodinâmica possui antes da turbina	m^2
A_3	Área que a esteira aerodinâmica possui depois da turbina	m^2
A_t	Área varrida pelas pás do protótipo	m^2
$C_{(p)}$	Coefficiente de potência	%
$C_{(r)}$	Corda do perfil aerodinâmico	m
C_D	Coefficiente de Arrasto	
C_L	Coefficiente de Sustentação	
$C_{P\ Protót.}$	Coefficiente de potência estimado para cada protótipo	%
$C_{P\ Real}$	Coefficiente de potência real	%
$C_{P\ Betz}$	Coefficiente de potência ideal	%
D	Diâmetro da turbina	m
d_D	Força de Arrasto	N
d_L	Força de Sustentação	N
d_P	Potência para uma seção da pá	W
dr	Elemento de pá	m
d_T	Força Axial ou Empuxo	N
d_U	Força Circunferencial	N
i	Corrente lida no multímetro	A
n	Número de pás	
$n_{\ design}$	Velocidade de rotação	m/s
$P_{\ Protót.}$	Potência estimada para cada protótipo	W
$P_{\ ent}$	Potência calculada com a velocidade de entrada (v_1)	W
$P_{\ máx}$	Potência Máxima	W
$P_{\ saf}$	Potência calculada com a velocidade de saída (v_3)	W
P_1	Posição das pás - 20,20°	°
P_2	Posição das pás - 35,20°	°
P_3	Posição das pás - 50,20°	°
$p_{\ Barométrica}$	Pressão barométrica	mmHg
P_d	Potência disponível no vento	W
p_d	Pressão dinâmica	Pa

$P_{d\text{ calc}}$	Pressão dinâmica calculada	Pa
$P_{d\text{ lida}}$	Pressão dinâmica lida no manômetro inclinado	mmCA
P_{design}	Potência de projeto	W
P_e	Potência extraída do vento	W
R	Raio da turbina	m
r	Raio local	m
Re	Número de Reynolds	
T_i	Temperatura interna do túnel aerodinâmico	K
T_W	Torque Mecânico Dinâmico	Nm
$T_{W\text{ Máx}}$	Torque Mecânico Máximo	Nm
T_{WE}	Torque Mecânico Estático	Nm
$v_{\text{coef.}}$	Velocidade do vento com coeficiente de decréscimo	m/s
V_1	Velocidade de entrada	m/s
v_1	Velocidade medida 1m antes da turbina	m/s
V_2	Velocidade retida pela turbina	m/s
v_2	Velocidade retida pelo protótipo	m/s
V_3	Velocidade de saída	m/s
v_3	Velocidade medida 1 m após a turbina	m/s
v_∞	Velocidade nominal	m/s
V_{design}	Velocidade de vento de projeto	m/s
V_{in}	Velocidade cut-in	m/s
v_{Me}	Velocidade do vento definida pelo manômetro eletrônico	m/s
v_{Mi}	Velocidade do vento definida pelo manômetro inclinado	m/s
V_{out}	Velocidade cut-out	m/s
V_{ref}	Velocidade de referência	m/s
w	Velocidade do vento relativo ou velocidade aparente	m/s
α_A	Ângulo de ataque.	°
$\beta_{(r)}$	Ângulo de torção da pá	°
γ	Ângulo formado entre o vento relativo e o vento incidente	°
η	Eficiência do sistema	%
λ_D	Razão de ponta de pá	
μ	Viscosidade dinâmica do ar	Kgfs/m ²
ν	Viscosidade cinemática do ar	m ² /s

ρ	Densidade do ar	Kg/m ³
$\rho_{Ar\ dia}$	Densidade do ar definida para o dia e hora da medição	Kg/m ³
Ω	Velocidade Angular	rad/s
$\omega_{yaw,max}$	Taxa máxima de guinada	%
Q_{design}	Torque de projeto	Nm
$3D$	Três dimensões: x; y; z	

1. INTRODUÇÃO

1.1 Motivação

A energia eólica é uma realidade em nosso país, difundida basicamente através de parques eólicos compostos por grandes aerogeradores. Porém observa-se um esforço governamental [ANEEL, 2012] no sentido de descentralizar essa geração. Pequenos aerogeradores podem trazer uma nova realidade à geração energética brasileira promovendo essa descentralização.

Atenta-se também para localidades rurais isoladas onde a dificuldade de se levar energia elétrica é muito maior. E esse fato culmina em prejuízos econômicos e sociais.

Já nas localidades onde as linhas de transmissão chegam e na zona urbana, ainda é possível o repasse da produção excedente para as concessionárias. O saldo é descontado da fatura mensal, sendo que, a longo prazo, justifica a viabilidade do projeto.

Também, essa tecnologia, pode se tornar uma alternativa de diversificação da matriz, fundamental para evitar uma crise energética, como a vivida no país atualmente, produto da crise hídrica em conjunto com a alta demanda.

Além disso, visando contribuir com o desenvolvimento de tecnologia nacional de conversão eólica, está em desenvolvimento o Projeto de Pesquisa “Projeto e Construção de um Pequeno Aerogerador com Segurança Inerente”, aprovado no edital 74/2013 do CNPq, coordenado pelo professor Ály Ferreira PPGEE e pela professora Adriane Prisco Petry PROMEC. O primeiro trabalho desenvolvido no tema foi publicado em 2013, tratando do projeto do gerador elétrico [Verdum, 2013].

O projeto de pesquisa prevê o projeto aerodinâmico e estrutural, bem como do gerador elétrico e sistema de controle, empregando ferramentas numéricas e experimentais. A presente dissertação consiste na primeira etapa experimental de avaliação de desempenho aerodinâmico do projeto de pesquisa. Nessa etapa, faz-se a avaliação experimental de torque estático, analisa-se a esteira aerodinâmica dos protótipos e determina-se as curvas de RPM para as diferentes velocidades de vento. Também, faz-se a previsão das curvas de potência de cada protótipo testado.

1.2 Objetivo

A avaliação experimental de turbinas eólicas em túnel aerodinâmico é uma importante alternativa para determinar o desempenho destes equipamentos, tanto para conhecer seu comportamento em operação, como identificar aspectos construtivos e aerodinâmicos, visando traduzir essas características para a turbina real.

Na análise descrita nessa dissertação, avalia-se as características aerodinâmicas dos protótipos, o torque estático para as diferentes velocidades do escoamento e estima-se o coeficiente de potência a partir da avaliação da variação da quantidade de movimento do escoamento ao atravessar a turbina em diferentes velocidades do escoamento. Os resultados são comparados com os valores obtidos analiticamente.

Também nessa etapa faz-se um comparativo da diferença entre a performance da turbina projetada por Betz e com as pás Modificadas.

Além disso, objetiva-se também a análise da qualidade do túnel aerodinâmico Prof. Debi Pada Sadhu e revisam-se os procedimentos descritos pelas normas, visando identificar as etapas necessárias para a certificação de equipamentos.

1.3 Estrutura do trabalho

No capítulo 2, faz-se uma revisão da literatura com um breve histórico, o qual descreve a evolução da energia eólica. Analisam-se as principais características de um aerogerador de pequeno porte e enfatizam-se os aspectos que podem futuramente transformar a energia eólica numa das principais fontes para produção de energia elétrica do planeta.

No capítulo 3, estuda-se a legislação pertinente para prover-se testes de pequenos aerogeradores.

No capítulo 4, expõe-se a metodologia aplicada para o pleno desenvolvimento do projeto proposto.

No capítulo 5, são feitas algumas discussões e apresentados os resultados obtidos com o experimento.

No capítulo 6, são apresentadas as conclusões, fazem-se algumas considerações finais e são apresentadas as propostas para trabalhos futuros.

2. REVISÃO DA LITERATURA

2.1 Breve Histórico

A energia eólica teve seu primeiro registro histórico na Pérsia, 200 A.C.. Inicialmente, foi utilizada na agricultura para bombeamento de água e moagem de grãos através de cata-ventos. Na Figura 1 podemos visualizar o sistema pérsio, composto por um eixo vertical, orientado por arrasto, que consistia de madeira e pano de velas, possuindo metade das velas em contato com o vento, ligado a um rotor central que transmitia a rotação diretamente ao mecanismo de moagem de grãos [Kaboldy, 2009].

Esse tipo de moinho de eixo vertical espalhou-se pelo mundo islâmico, sendo utilizado por vários séculos.

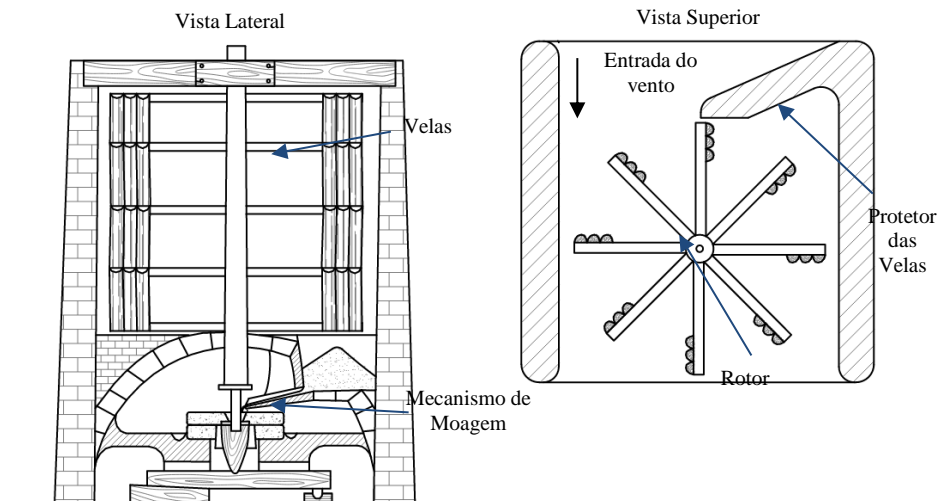


Figura 1 - Moinho Persa.

Fonte: Adaptado de Kaboldy, 2009.

Já, as máquinas de eixo horizontal tiveram início na Europa, no século XI.

Entre os séculos XVII a XIX o uso de moinhos fundamentou-se basicamente na agricultura para bombeamento de água e moagem de grãos. Outros usos foram observados na Holanda, como os moinhos de Kinderdijk destacado na Figura 2.a, os quais eram utilizados na drenagem de terras cobertas pelas águas. A Holanda ainda possuía moinhos utilizados na produção de óleos vegetais, na fabricação de papel e para acionar serrarias [CHESF, 1987].

Contudo, somente no final do século XIX os cata-ventos são adaptados para gerar energia elétrica, a partir do invento de Charles F. Brush. Esse aerogerador, caracterizado na Figura 2.b, foi erguido na cidade de Cleveland, Ohio [Eisenman, 1967].

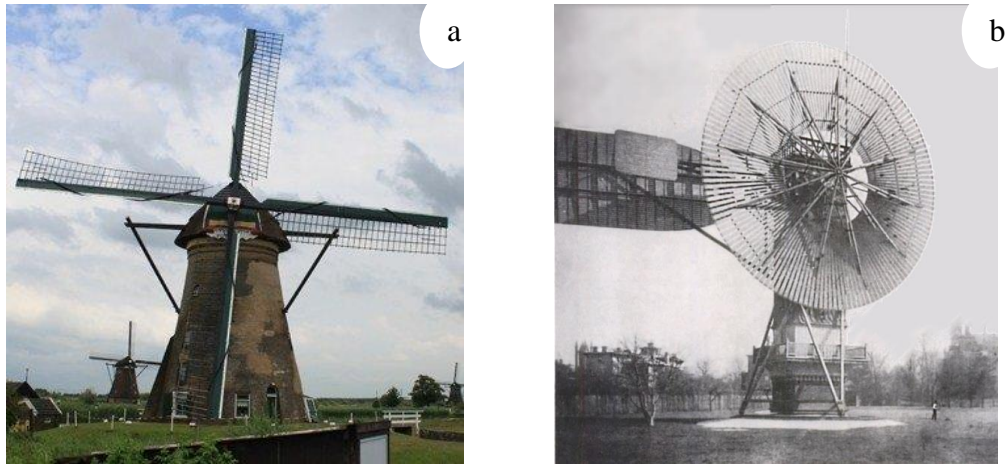


Figura 2 - Primeiros Aerogeradores: a) de Kinderdijk; b) de Brush.

O aerogerador russo da Figura 3.a, denominado Balaclava, foi um dos primeiros de grande porte utilizados para gerar energia elétrica. Essa máquina possuía capacidade de geração de 100 kW e foi conectada a uma usina termelétrica de 20 MW. Outros modelos, de 1 MW e 5 MW, foram projetados. Porém suplantados pelo uso exacerbado de tecnologias mais baratas, como o caso dos combustíveis fósseis.

Todavia, a escassez desses combustíveis devido a Segunda Guerra Mundial (1939-1945), impulsionou o desenvolvimento dos aerogeradores de médio e grande porte pelos Estados Unidos, que desenvolveram o projeto do maior aerogerador até então projetado, o aerogerador Smith-Putnam, disposto na Figura 3.b.

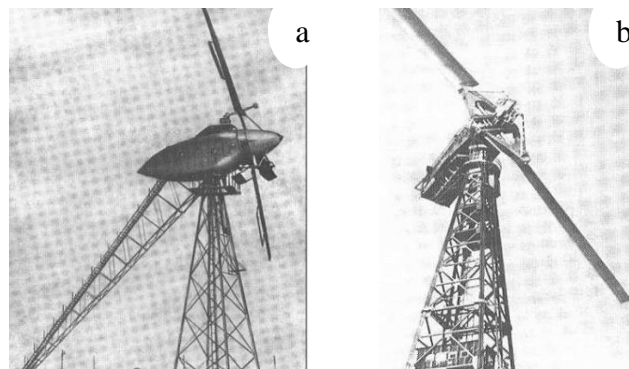


Figura 3 - Primeiros Aerogeradores de Grande Porte: a) Balaclava; b) Smith-Putnam

A Dinamarca foi a pioneira no desenvolvimento de uma série de aerogeradores de pequeno porte, na faixa de 45 kW. Esse fato culminou em um significativo crescimento em energia eólica em toda Europa, no período inicial da 2ª Guerra Mundial.

A França, de 1958 a 1966, construiu diversos aerogeradores de grande porte e se empenhou nas pesquisas de aerogeradores conectados à rede elétrica. Entre os principais projetos estavam três aerogeradores de eixo horizontal de três pás. [CHESF, 1987].

Contudo, quem projetou e operou o aerogerador com o maior número de inovações tecnológicas da época foi a Alemanha. Esse modelo possuía tantas inovações que algumas de suas características ainda são encontradas nos modelos atuais.

Entretanto, no desenrolar histórico da disseminação da energia eólica como fonte energética, observa-se um barramento oriundo dos combustíveis fósseis. É de conhecimento que a futura dependência humana por carvão, gás natural e petróleo pode superar a disponibilidade das reservas mundiais. Analisando o método de previsões utilizado em 1956 por M. King Hubbert e estendendo seu estudo para a população mundial, é possível estimar que o pico de produção de petróleo no mundo se dará entre 2009 e 2021. O método utilizado por Hubbert foi capaz de prever o pico vivenciado pelos americanos em 1971, e consistia em analisar dados de produções passadas para estimar as produções futuras dentro dos Estados Unidos [de Almeida *et al.*, 2009].

O consumo de gás natural aumentou em cerca de 500% desde 1965. Este aumento pode ser atribuído à adoção do gás natural como fonte primária para geração de energia industrial. Embora, em 2009 tenha-se notado uma queda, a tendência observada é que o uso de gás deve continuar a aumentar. Com o ritmo atual de consumo, as reservas conhecidas de gás natural devem durar aproximadamente 62,8 anos [IEO, 2013].

Já a produção de carvão aumentou muito ao longo dos últimos 10 anos, e foi impulsionado principalmente por um aumento da demanda de energia no mundo em desenvolvimento. O carvão é preferido como fonte de energia pelo seu baixo custo econômico e abundância como recurso natural. No entanto, o carvão tem um grande custo ecológico, tanto na extração como no uso, sendo mais alto do que o apresentado em outros combustíveis fósseis. A previsão é que no ritmo atual de consumo, as reservas de carvão conhecidas devem durar 119 anos [BP, 2013].

Também se destaca a crise energética brasileira desencadeada pela crise hídrica, haja visto que o país atualmente possui grande dependência das hidroelétricas.

Toda essa análise, remete-nos a um favorecimento em prol das fontes energéticas renováveis. Com isso, a energia eólica caminha a passos largos para ocupar lugar de destaque, frente às esgotáveis energias fósseis.

Por isso a descentralização de energia elétrica prevista através do uso de pequenos aerogeradores pode ser uma saída, econômica e ecologicamente viável, para as próximas décadas. Fato que justifica o presente estudo.

2.2 Aerogeradores de pequeno porte

2.2.1 Definição

Aerogeradores transformam a força do vento em energia elétrica, a qual é fornecida à rede pública de energia ou redes ilhadas. A transformação acontece de modo que a energia cinética do vento provoca um movimento rotativo no rotor do aerogerador, transformando assim a energia cinética em energia mecânica, a qual é passada para um gerador onde é transformada em energia elétrica.

Segundo Lehmann, 2005, aerogeradores de pequeno porte são máquinas que possuem potência nominal de até 30 kW e diâmetro do rotor de até 15 m. E esses ainda podem subdividirem-se em mini e micro - aerogerador, possuindo como principais características o exposto na Tabela 1.

Tabela 1 - Classificação de aerogeradores de pequeno porte.

Adaptado de Lehmann, Koenemann, 2005.

Classe	Potência [kW]	Massa [kg]	Diâmetro do Rotor [m]	Altura do cubo [m]
Mini - aerogerador	< 30	< 1000	< 15	< 25
Micro - aerogerador	< 1	< 50	< 3	< 10

Através destes equipamentos pode-se fomentar a produção de energia elétrica de forma descentralizada e contribuir, assim, para uma melhoria na qualidade da energia entregue hoje pelas companhias aos seus consumidores finais. Além de ser possível fornecer energia elétrica aos que hoje não a possuem pela falta de estrutura de redes, fato observado em localidades rurais e ribeirinhas afastadas dos centros urbanos.

Os dois tipos de aerogeradores mais explorados são os de eixo horizontal e vertical, sendo que os de eixo horizontal predominam no mercado de pequenos aerogeradores.

2.2.2 Tipos

2.2.2.1 Turbinas eólicas de eixo horizontal

Turbinas eólicas de eixo horizontal ou HAWT (*Horizontal Axis Wind Turbine*) (Figura 4), são modelos cujo eixo de rotação é paralelo à direção do vento e assemelham-se aos moinhos de vento clássicos. Considerando-se a velocidade de operação, esses equipamentos podem subdividir-se em:

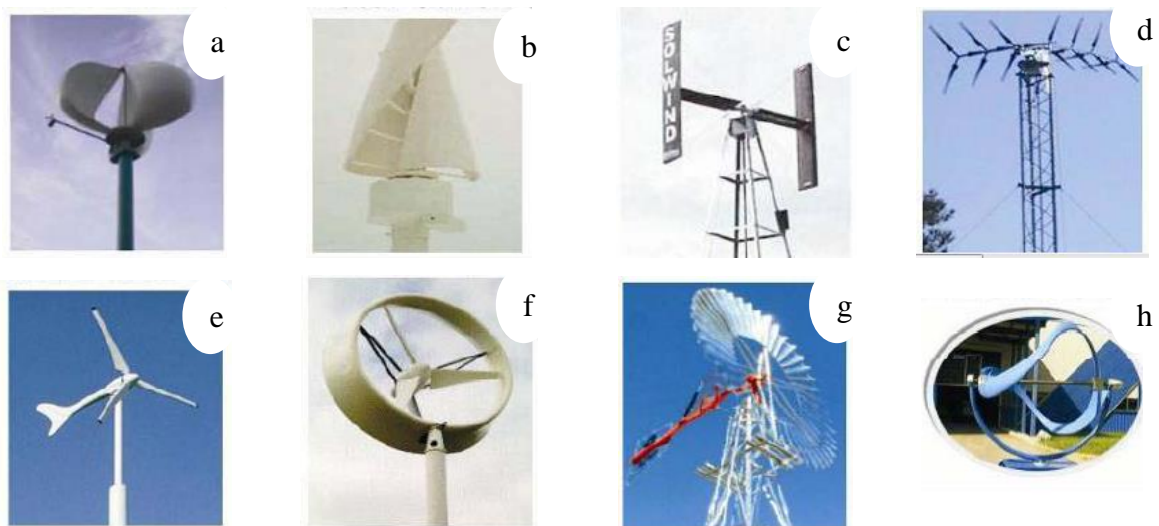
- Turbinas eólicas de baixa velocidade de rotação: em geral, consistem de um grande número de pás, cobrindo quase a totalidade da superfície do rotor. Tem um alto torque, graças ao qual podem ser aplicadas para alguns fins na agricultura, como no bombeamento de água.
- Turbinas eólicas de alta velocidade de rotação: possuem um pequeno torque de partida e requerem velocidades de vento da ordem de 4 - 5 m/s. A maioria tem três lâminas e são usadas para a produção de energia através do seu acoplamento a um alternador. Sua faixa de potência é muito ampla, variando de modelos de 1 kW, utilizados em instalações autônomas, até modelos de maiores potências.
- Turbinas eólicas de velocidade média: têm entre 3 e 6 lâminas e podem ser utilizadas para os dois casos descritos acima. São de pequeno porte e usadas quando as condições de vento não são muito favoráveis. Sua principal aplicação é em unidades autônomas de geração de energia.

2.2.2.2 Turbinas eólicas de eixo vertical

Nas turbinas eólicas de eixo vertical ou VAWT (*Vertical Axis Wind Turbine*), o eixo de rotação é perpendicular à direção do vento e há dois projetos básicos:

- Tipo Savonius: são constituídas por dois semicilindros de diâmetro igual colocados paralelo ao eixo vertical de rotação. A força que o vento exerce sobre as faces dos cilindros (face côncava e convexa) é diferente. Este sistema tem boas características aerodinâmicas para auto - partida e auto - regulação. Pode ser aplicada na produção de eletricidade autônoma ou bombeamento de água.
- Tipo Darrieus: consistem, geralmente, de duas ou três lâminas aerodinâmicas de perfil oval semelhantes às características de eixo horizontal. Sua potência é pequena, mas a sua aplicação é semelhante às turbinas eólicas de eixo horizontal rápidas.

Alguns modelos dos descritos acima são destacados a seguir na Figura 4.



Legenda	Turbina de eixo vertical	Turbina de eixo horizontal
	a) Rotor Darrius	d) Rotor múltiplo
	b) Rotor Savonius	e) Rotor com 1 a 4 pás
	c) Rotor H Darrius	f) Turbina de revestimento
		g) Turbina americana
		h) Darrius horizontal

Figura 4 - Alguns tipos de aerogeradores de pequeno porte.

2.2.3 Legislação

A geração de energia elétrica próxima ao local de consumo ou na própria instalação consumidora, chamada de “geração distribuída”, pode trazer uma série de vantagens sobre a geração centralizada tradicional. Como, por exemplo, economia dos investimentos em transmissão, redução das perdas nas redes e melhoria da qualidade do serviço de energia elétrica. Como a regra é direcionada a geradores que utilizem fontes renováveis de energia, espera-se oferecer melhores condições para o desenvolvimento sustentável do setor elétrico brasileiro, com aproveitamento adequado dos recursos naturais e utilização eficiente das redes elétricas [ANEEL, 2012].

A Resolução Normativa nº 482 da ANEEL estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica e também define Microgeração e Minigeração distribuída como sendo:

- Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;
- Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

Mundialmente a Agência Internacional de Energia (*International Energy Agency – IEA*) publicou várias recomendações técnicas a partir dos anos 80, que tiveram grande influência nas práticas adotadas pela indústria e vieram a ser adotadas por normas desenvolvidas posteriormente. As principais recomendações técnicas da IEA voltadas para a indústria eólica são:

1. Desempenho de Geração (*Power Performance*), 1990
2. Custo da Energia de Aerogeradores (*Cost of Energy from WECS*), 1994

3. Carregamentos de Fadiga (*Fatigue Loads*), 1990
4. Medição da Emissão de Ruídos (*Measurement of Noise Emission*), 1994
5. Interferência Eletromagnética (*Electromagnetic Interference*), 1986
6. Segurança Estrutural (*Structural Safety*), 1988
7. Qualidade de Energia (*Quality of Power*), 1984
8. Glossário de Termos (*Glossary of Terms*), 1993
9. Proteção contra Raios (*Lightning Protection*), 1997
10. Medição da Exposição ao Ruído (*Measurement of Noise Immision*), 1997
11. Medição da velocidade do vento (*Wind Speed Measurement*), 1999

Atualmente, as normas técnicas internacionais de energia eólica englobam requisitos de segurança, técnicas de medição e procedimentos de testes de equipamentos e são desenvolvidas pelo Comitê Técnico 88 da Comissão Eletrotécnica Internacional (*International Electrotechnical Commission - IEC*). Este comitê é formado por representantes de 25 países, tendo ainda a participação de 13 países observadores. O Brasil é um dos países observadores na IEC, sendo representado pelo COBEI, Comitê Brasileiro de Eletricidade, Eletrônica, Iluminação e Telecomunicações através de um acordo com a ABNT. As normas e especificações técnicas atualmente em vigor sob responsabilidade do Comitê Técnico 88 e que direcionam suas atenções para aerogeradores de pequeno porte são:

- IEC 61400-1: Requisitos de projeto (*Design requirements*) - Edição 3.0 (2005). É a principal norma sobre o assunto, define os requisitos de projeto para aerogeradores de grande porte e é base para a IEC 61400-2.
- IEC 61400-2: Requisitos de projeto para turbinas eólicas de pequeno porte (*Design requirements for small wind turbines*) - Edição 2.0 (2006). É equivalente a norma parte 1, porém voltada para aerogeradores de pequeno porte, ou seja, com raio do rotor inferior a 8 m e nível de tensão de geração inferior a 1.000 V em corrente alternada, ou 1.500 V em corrente contínua.

Essas e outras normas são amplamente discutidas no capítulo 3.

2.2.4 Partes componentes

Em síntese, todos os aerogeradores são compostos por rotor, gerador e torre. No entanto, as turbinas de grande porte são mais complexas do que as de pequeno porte. As pequenas turbinas geralmente utilizam uma configuração de cauda a favor do vento para apontar passivamente o rotor de barlavento. Além disso, a maioria das turbinas eólicas de pequeno porte são ligadas diretamente ao rotor do gerador sem uma caixa de velocidades [Manwell *et al.*, 2002]. Na sua grande maioria, os pequenos aerogeradores são compostos pelo descrito na Figura 5, a qual trata de um aerogerador de pequeno porte da Bergey modelo Excel 10.

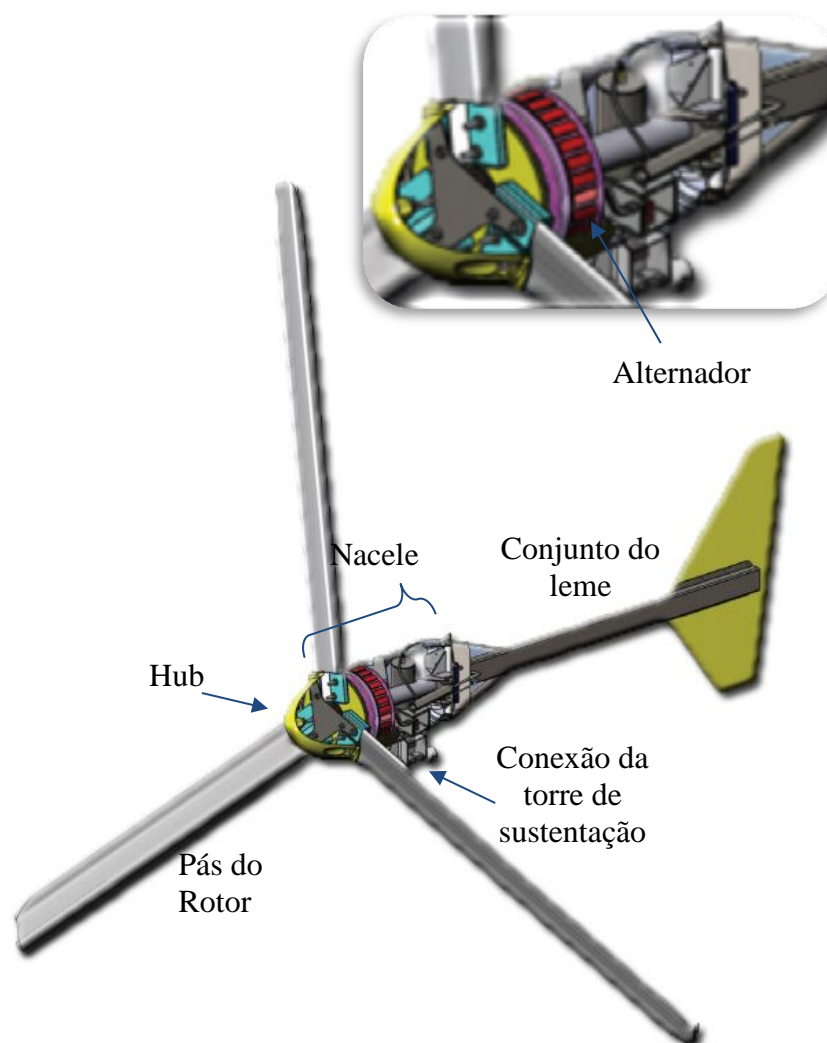


Figura 5 - Partes componentes de um pequeno aerogerador.

Fonte: Adaptado de Bergey, 2014.

2.2.4.1 Rotor

O rotor de uma turbina eólica é projetado para capturar a energia do vento e convertê-la em energia mecânica. Sendo assim, é o componente mais importante de um aerogerador. O rotor deve ser muito resistente, pois sofre cargas constantes oriundas dos esforços gerados pela ação do vento nas pás. O conjunto rotor é composto de geralmente 1 ou mais pás, um hub comum que une as pás, um nariz em forma de cone e fixadores.

2.2.4.2 Pás do Rotor

As pás são componentes críticos do rotor, e consistem nos aerofólios que interagem com o vento e convertem a energia do vento em energia mecânica. A geometria e as dimensões das lâminas são determinadas pelos requisitos de desempenho da turbina eólica. Duas questões fundamentais devem ser consideradas simultaneamente no processo de design da lâmina: performance aerodinâmica e design estrutural. Não menos importante, é a escolha dos materiais e os métodos de fabricação.

2.2.4.3 Hub

O hub é a parte que transmite toda a potência e carga das lâminas para o eixo principal. Existem três tipos de hub: rígidos, oscilando e articulados. O hub rígido é o mais simples e mais comum em aerogeradores de pequeno porte e suporta as lâminas em posições fixas em relação ao eixo principal. [Manwell *et al.*, 2002].

2.2.4.4 Gerador

Em todas as turbinas eólicas geradoras de energia elétrica, um gerador converte a energia mecânica das pás eólicas em energia elétrica. Geradores de indução e geradores síncronos estão entre os geradores mais comuns em grandes aerogeradores. A maioria das pequenas turbinas eólicas usam geradores de acionamento direto, que são geradores síncronos com polos especiais, os quais permitem que o gerador trabalhe na mesma velocidade do rotor da turbina eólica [Burton *et al.*, 2001].

Como não há caixa de engrenagens, o sistema desses aerogeradores é mais confiável. O acionamento é direto através de um alternador de ímãs permanentes. Os ímãs permanentes montados na superfície interior do cubo, em rotação, passam perto das bobinas estacionárias montadas na armação principal. O campo magnético variável das bobinas induz uma corrente alternada trifásica, que é retificada para corrente contínua por um retificador [Bergey, 2014].

2.2.4.5 Nacele

A nacele abriga todos os componentes principais da turbina de vento, com exceção do rotor. Dentro da nacele um quadro principal constitui a estrutura da turbina. Fixam-se a ele os rolamentos de apoio do cubo, o gerador, o conjunto do leme e os rolamentos de guinada. A cobertura da nacele protege esses componentes da luz solar, chuva, gelo e neve.

2.2.4.6 Conjunto do leme

A maioria das turbinas eólicas de pequeno porte são apontadas na direção do vento usando um conjunto de cauda ou leme. Um conjunto de cauda geralmente consiste em um sistema de desvio de direção o qual mantém a turbina apontada para o vento. Turbinas maiores geralmente dispensam o conjunto do leme, porque quando o tamanho da turbina aumenta, o peso e as cargas associadas com a cauda tornam-se excessivos. Em vez disso, a maioria das grandes turbinas usam um sistema de controle ativo no qual motorreductores apontam a turbina na direção do vento a partir de leituras de sensores de direção do vento montados na nacele.

Em muitas turbinas eólicas de pequeno porte a montagem da cauda inclui um sistema de auto - enrolar. Esse mecanismo é o mais popular em pequenas turbinas e pode ser observado na Figura 6. Sua finalidade é limitar a velocidade do rotor e também proteger o equipamento de carregamentos potencialmente prejudiciais, os quais são provenientes de ventos extremos. O sistema começa a operar quando a pressão se torna muito grande. Nesse momento o rotor gira em relação ao leme através de articulações e, assim, junta-se ao quadro principal, essa manobra faz com que o rotor não fique mais exposto as fortes rajadas e passe a operar fora da direção predominante do vento [Audierne *et al.*, 2010].

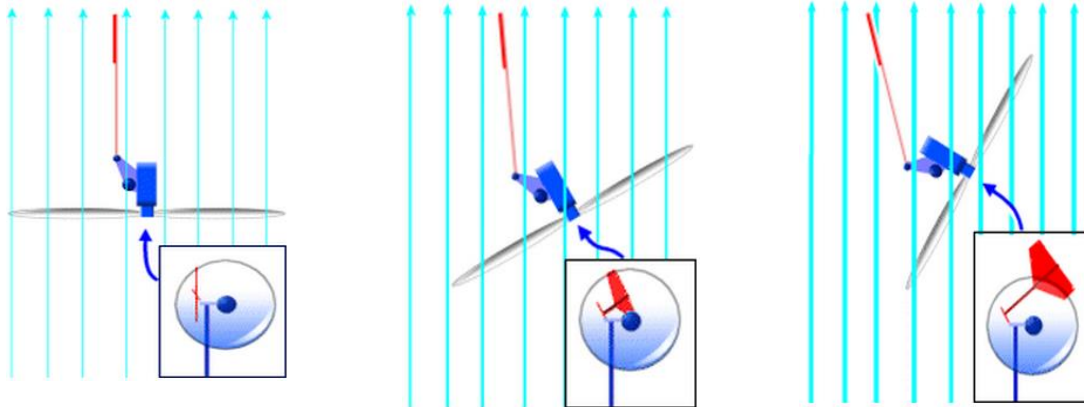


Figura 6 - Sistema auto – enrolar

Fonte: Audierne *et al.*, 2010

2.2.5 Estimativa do potencial eólico

A potência de saída e a relação custo-benefício de uma turbina eólica são fortemente influenciadas pela velocidade média do vento a que o equipamento é submetido. A obtenção de uma boa estimativa da velocidade é, portanto, de importância central em um exercício de planejamento. Para a instalação de grandes aerogeradores, geralmente utilizados em parques eólicos, existe disponível uma grande gama de informações captadas através de torres anemométricas dispostas por todo o território nacional. Entretanto, quando se trata de turbinas de pequeno porte, muitas vezes desconhece-se o potencial eólico do local pela falta de dados medidos. Geralmente pode-se instalar uma torre anemométrica no local de instalação do pequeno aerogerador, porém isso pode acabar encarecendo o custo final [WPP, 2014].

Portanto, partindo desse pressuposto, e tentando não onerar ainda mais o preço final do aerogerador, o que geralmente ocorre é a estimativa das características do vento através de atlas eólico ou bancos de dados de velocidade do vento.

2.2.5.1 Utilização de dados de medições realizadas em locais próximos

Esta técnica envolve a utilização de dados de estações de medição existentes, de um ou mais locais. Normalmente estações meteorológicas e estações situadas nos aeroportos que estejam próximos dos locais que serão avaliados, derivando os dados para o local de interesse através de interpolações e extrapolações, levando em conta as diferenças entre o local que está sendo avaliado e os locais cujos dados são disponíveis [ADINELSA, 2014].

2.2.5.2 Utilização de mapas ou Atlas eólicos

Os mapas são construídos a partir de medições realizadas ou contratadas por organismos oficiais ou institutos especializados e fornecem a estimativa da velocidade média anual dos ventos. No Brasil os primeiros anemógrafos computadorizados e sensores especiais para energia eólica foram instalados no Ceará, em Fernando de Noronha na década de 90. E já em 1998 o Centro Brasileiro de Energia Eólica [CBEE] lançou a primeira versão do Atlas Eólico do Nordeste.

Segundo um estudo do Centro de Pesquisa em Energia Elétrica [CEPEL] do Ministério de Minas e Energia, já em 2005, o potencial eólico brasileiro era de 143,5 GW. Esse estudo levou em conta geradores de energia eólica de até 50 m de altura. Com o avanço tecnológico no setor, que permite geradores de até 100 m de altura e também com a maior inserção dos pequenos aerogeradores no mercado de energia elétrica, espera-se um aumento do potencial eólico brasileiro na ordem de mais ou menos 50%.

Dividindo o potencial eólico brasileiro por regiões tem-se o exposto na Figura 7, extraída do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, 2001. Esse mapa considera o vento médio anual igual ou superior a 7,0 m/s.

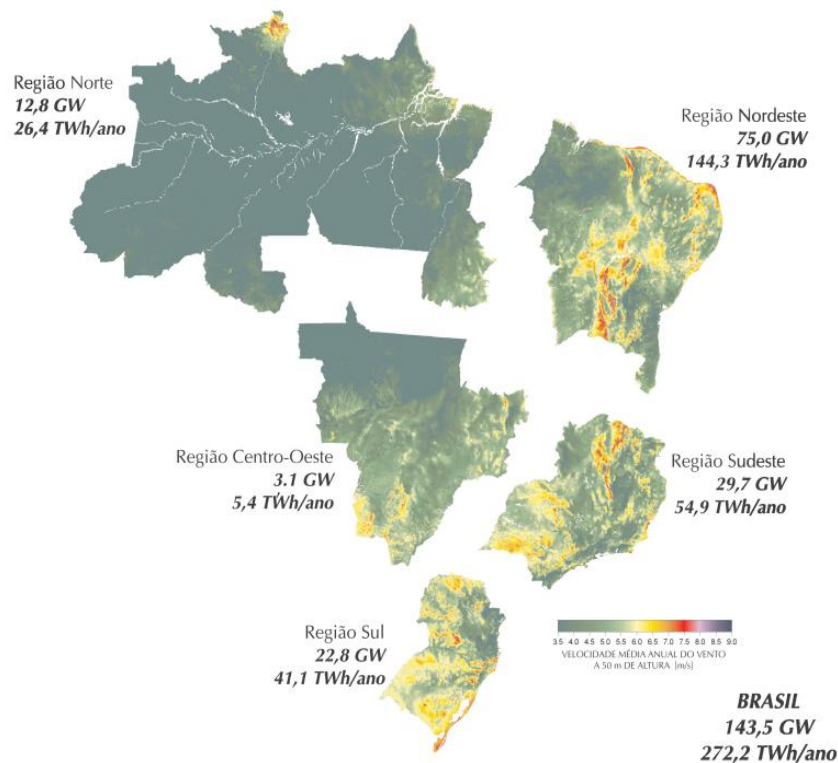


Figura 7 - Potencial eólico brasileiro por região.

Fonte: Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, 2001.

2.2.5.3 Modelos computacionais de simulação do comportamento do vento

Existe uma variedade de programas computacionais desenvolvidos com o objetivo de tentar estimar os efeitos da topografia na velocidade do vento. Os dados da estação de medição mais próxima junto com a descrição dos locais são utilizados e os efeitos locais são levados em conta para se chegar aos dados de vento para o local desejado. Usados com cuidado, estes modelos podem ser úteis para se ter uma avaliação inicial e assim identificar locais com potencial para instalação de turbinas eólicas [ADINELSA, 2014].

2.2.5.4 Medição do vento no local de interesse

Para um dimensionamento mais confiável, é importante após um estudo preliminar de identificação das localidades mais promissoras, instalar-se equipamentos de medição e efetuar-se a coleta de dados por um período de pelo menos um ano.

Existem normas internacionais direcionadas para esse fim que devem ser seguidas para que se obtenham dados com a maior precisão possível. Para tanto, é necessário que sejam aplicadas boas práticas na seleção, calibração e instalação dos anemômetros e na escolha do local de medição.

Os anemômetros devem ser calibrados periodicamente, pois em algumas faixas de potência, um erro de um por cento na medição acarreta uma incerteza de três por cento na produção de energia, visto que a potência eólica varia com cubo da velocidade do vento [DEWI, 2014].

2.2.6 Curva de potência

A potência de uma turbina eólica é geralmente caracterizada por sua curva de potência, que é a relação entre a velocidade do vento não perturbado na altura do eixo da turbina e a potência de saída.

A curva de potência é o principal meio de caracterizar-se o desempenho de uma turbina. Uma curva de potência típica é mostrada na Figura 8. Na qual:

- Corte na velocidade (*cut-in speed*). Em velocidades muito baixas de vento, o torque exercido pelo vento nas pás é insuficiente para fazer o aerogerador partir. No entanto, na medida em que a velocidade aumenta, a turbina eólica começará a girar e

gerar energia elétrica. Essa velocidade inicial é denominada *cut-in* e tipicamente encontra-se entre 3 m/s e 4 m/s.

- Potência nominal de saída e taxa de saída de velocidade do vento (*Rated output power and rate output wind speed*). À medida que a velocidade do vento se eleva acima da velocidade *cut-in*, o nível de energia elétrica aumenta rapidamente. No entanto, tipicamente entre os 12 m/s a 17 m/s, a potência de saída atinge o limite da capacidade do gerador elétrico. Este limite é chamado de potência nominal e a velocidade do vento que é alcançada é chamada de velocidade de saída nominal. Em velocidades de vento mais elevadas, o desenho da turbina é disposto de modo a limitar a energia para esse nível máximo e não há nenhum novo aumento na potência de saída. A forma de como isso é feito varia de projeto para projeto, mas geralmente existem controles que tem por função manter a potência a níveis constantes.
- Velocidade de corte (*Cut-out speed*). Conforme a velocidade aumenta acima da velocidade de saída nominal, as forças sobre a estrutura da turbina continuam a subir e, em algum momento, há risco de danos para o rotor. Nesses casos extremos um sistema de frenagem é empregado para levar o rotor a uma paralisação ou a uma mudança de ângulo em relação à direção dos ventos predominantes. Isso é chamado de velocidade de corte e é geralmente em torno de 25 m/s [WPP, 2014].

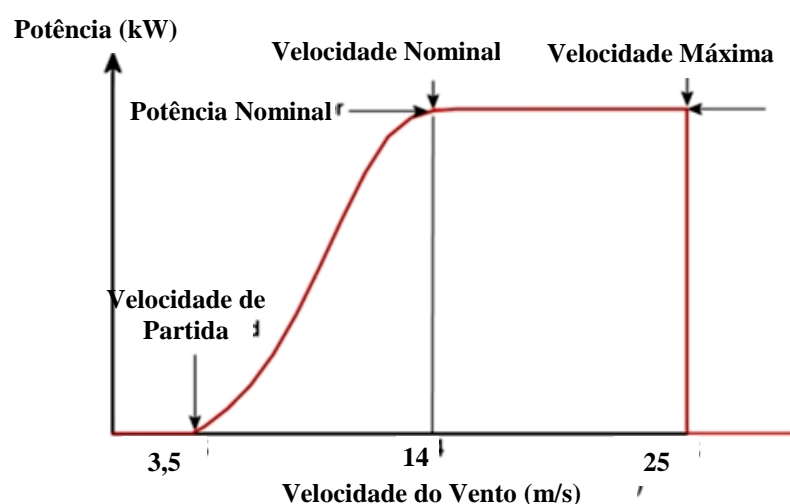


Figura 8 - Curva de potência típica.

Adaptado de Wind Power Program, 2014.

Geralmente, a potência de uma turbina eólica é dada por:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \eta C_P \quad (2.1)$$

Em que P é a potência de saída, ρ é a densidade do ar, A é a área varrida do rotor, v é a velocidade nominal do vento, η é a eficiência do sistema e C_P é o coeficiente de potência da turbina aerodinâmica, que é um parâmetro comumente utilizado para avaliar o desempenho de uma turbina eólica.

2.2.6.1 Determinando a curva de potência

Em comparação com as grandes turbinas, os fabricantes de pequenas turbinas muitas vezes não têm as mesmas facilidades e dados para realizar testes de turbinas a fim de obter as curvas de potência. Como consequência, falta precisão nas suas curvas de potência e nas informações subsequentes de potência média e produção de energia.

Nesse contexto acredita-se que a certificação desses aparelhos irá reduzir as reclamações advindas da grande gama de equipamentos disponíveis no mercado, pois os dados dos fabricantes são muitas vezes inconsistentes e imprecisos, e por isso é comum serem tratados com algum ceticismo.

Mesmo pequenas turbinas eólicas são demasiadamente grandes para serem testadas em túnel de vento no seu tamanho natural e, assim, geralmente a curva de potência de uma turbina eólica é deduzida a partir de testes em vento natural, e nesse âmbito a potência de saída é flutuante, haja visto as variações ocasionadas pela turbulência da velocidade do vento.

Para superar esta dificuldade, a *International Electrotechnical Commission* (IEC) recomenda um procedimento de teste o qual resulta em curvas de potência, de precisão suficiente para fins práticos [IEC 61400-12-1].

O procedimento baseia-se no registro da velocidade do vento e potência. Essas características devem ser efetivamente registradas instantaneamente em intervalos de um segundo ou menos. Os dados de saída de potência devem ser, em seguida, armazenados em intervalos de velocidade de 0,5 m/s e, em seguida, um valor médio de potência deve ser obtido a partir desses valores.

Exemplificando esse método chamado de *Binning*, guardam-se todos os valores de potência que ocorreram entre as velocidades de vento de 8,0 m/s e 8,5 m/s. Com os valores em mãos faz-se a média, a qual deve ser feita com a potência que seria obtida com um vento constante de 8,25 m/s.

Geralmente o procedimento IEC dará curvas de potência de precisão aceitável para a finalidade prática, embora alguns erros aconteçam quando ocorrerem rajadas de vento. Erros também irão ocorrer para turbinas que utilizam o sistema de leme, tal qual o observado nas turbinas com o sistema de enrolar. A ação de enrolar se comporta de forma bastante diferente entre o aumento e a redução da velocidade do vento. No entanto, isso não é significativo, a menos que a turbina esteja operando em um local onde o sistema de enrolar será acionado muitas vezes durante o funcionamento diário do equipamento [WPP,2014].

Para melhor entender o método da IEC, o WPP, 2014, realizou trabalhos para analisar alguns equipamentos. Tais testes podem ser observados com os pequenos aerogeradores da Evance R9000 (Figura 10), Bergey Excel 10 (Figura 11) e Skystream 3.7 (Figura 12).

Cada um deles foi submetido a dois testes de certificação nos Estados Unidos e Reino Unido, o que garantiu o alto padrão dos dados sobre as suas curvas de potência e, por conseguinte, foi possível prever de maneira razoável, a produção média de energia.

Além disso, as turbinas foram testadas a campo por um período mínimo de 6 meses em uma localidade que possuía velocidade média dos ventos em torno de 8 m/s.

Em cada caso, as turbinas concluíram os testes sem quaisquer problemas de confiabilidade e sem apresentar quaisquer problemas significativos de desgaste. Contudo, deve-se notar que as turbinas, mesmo certificadas, não estão imunes a problemas operacionais a longo prazo, como ficou evidenciado nas falhas do eixo e da lâmina do Evoco 10 kW, ambos ocorridos em ventos fortes no ano de 2011.

A conclusão a partir desse estudo foi de que um potencial usuário de turbinas de pequeno porte deve, antes de adquirir o equipamento, verificar os seguintes pontos:

1. Informar-se sobre como o fabricante obteve as suas curvas de potência e, em particular, verificar se a turbina foi submetida ou não a testes de aprovação independentes;
2. Verificar se a eficiência da turbina, calculada a partir de sua curva de potência, não dá origem a uma eficiência de pico inviável teoricamente e

tecnicamente. Mesmo para uma pequena turbina bem concebida é improvável que alcance um pico de eficiência superior a 30-35%;

3. Comparar a potência de saída e energia média calculadas a partir de sua curva de potência com os valores medidos, pois em muitos casos a potência média e a produção de energia são expostos com um otimismo demasiado.

Outro teste de turbinas eólicas de pequeno porte foi o executado nos anos de 2008 e 2009 pelo Relatório Holandês, o qual descreve os resultados obtidos através do teste de dez pequenas turbinas instaladas no campo de testes de Schoondijke (Figura 9). Localizado na Província de Zelândia na Holanda. O local de testes registrou velocidades médias da ordem de 5 m/s.



Figura 9 - Pequenas turbinas instaladas no campo de teste de Schoondijke.

Fonte: Wind Power Program, 2014.

Os modelos testados em Schoondijke e que estão descritos no Relatório Holandês são: Skystream (Figura 12), Fortis Montana (Figura 13), Turby VAWT (Figura 14), Fortis Passaat (Figura 15), AirDolphin Z1000 (Figura 16), Ampair 600 (Figura 17), SWIFT (Figura 18), Energy Ball V200 (Figura 19), WRE 030 e WRE 060 (Figura 20).

Outro trabalho que se assemelha ao Relatório Holandês, 2009, é o observado pelo projeto britânico *Encraft Warwick Wind Trials Project*, o qual testou 26 pequenas turbinas eólicas seguindo uma abordagem um pouco diferente. Esse teste coletou informações sobre a produção de energia elétrica de 5 máquinas instaladas em 26 locais diferentes em todo o Reino

Unido. As máquinas foram colocadas em um ambiente urbano. Metade foi anexada à fachada ou telhado de habitações e a outra metade foi anexado aos telhados de prédios residenciais.

Os modelos utilizados para o teste foram: Zephyr AirDolphin Z1000 (Figura 16), Ampair 600 (Figura 17), SWIFT (Figura 18), Eclectic Stealth D 400 (Figura 21) e Windsave WS 1200 (Figura 22).

Ao contrário do teste holandês, a intenção não era investigar como as máquinas operam em relação uma com a outra, mas sim saber como pequenas turbinas eólicas trabalham em um ambiente específico e, portanto, esse teste pode representar um complemento para os resultados obtidos na Holanda. O texto na íntegra do resultado final obtido pelo teste britânico pode ser encontrado no endereço eletrônico citado nas referências desta dissertação [Encraft Warwick Wind Trials Project, 2009].

Os equipamentos testados nestes trabalhos e suas respectivas imagens, por conveniência, são destacados no subitem 2.2.6.2.

2.2.6.2 Características dos equipamentos

Neste subcapítulo, pretende-se destacar as características dos equipamentos testados pelo relatório holandês e pelo projeto britânico para elucidar a importância que essa tecnologia vem alcançando no decorrer dos últimos anos. Fato que pode ser comprovado através de uma exigência mercadológica cada vez maior de que os equipamentos passem por testes idôneos antes de serem comercializados. Pois isso, possibilita maiores acertos no dimensionamento e, assim, maior credibilidade aos aerogeradores de pequeno porte.

2.2.6.2.1 Evance R-9000

Esta turbina recebeu certificação de microgeração no Reino Unido e Dinamarca e foi testada pelo Wind Power Program.

Segundo a Evance, 2015, a R-9000 possui um diâmetro de 5,5 metros com três pás direcionadas contra o vento e leme caudal. Ela utiliza um mecanismo de controle de passo patenteado que, segundo o fabricante, resulta em maior eficiência, se comparado com outras turbinas de pequeno porte. Além disso, o sistema também limita a potência em altas velocidades de vento. É uma turbina de acionamento direto, isto é, sem caixa de velocidades, e

o gerador pode também ser utilizado como trava de emergência. A Figura 10 mostra a curva de potência gerada pelo fabricante e o aspecto construtivo desse equipamento.

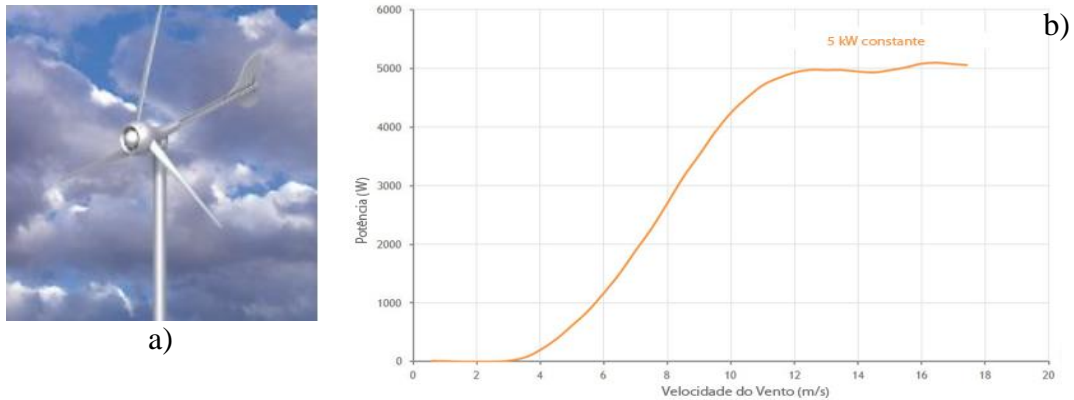


Figura 10 - Pequeno Aerogerador Evance R-9000. a) Design e b) Curva de potência.

2.2.6.2.2 Bergey Excel-10

A essa versão, mais recente, foi concedida a certificação por ambos os órgãos certificadores dos EUA e Reino Unido, após o equipamento ser testado e atender os padrões exigidos na IEC 61400-12.

Essa turbina possui um diâmetro de lâmina de 7 m e vem com reguladores elétricos para conectá-la a um sistema elétrico de alimentação ou para carregar baterias. A unidade da Bergey usa um sistema de enrolar para proteger a turbina em ventos extremos. Não há velocidade de corte e é um projeto de passo fixo com transmissão direta para o gerador [Bergey, 2014]. A Figura 11 apresenta a curva de potência cedida pelo fabricante e o design desse equipamento.

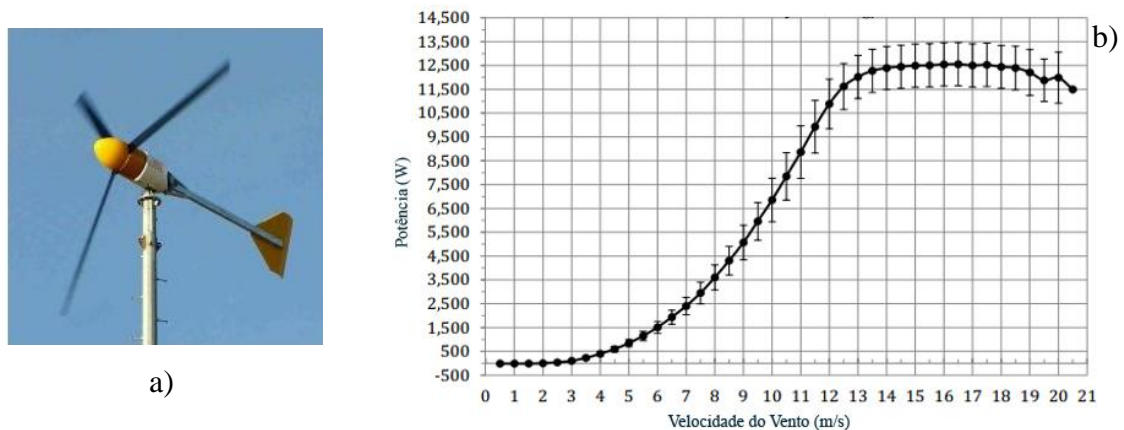


Figura 11 - Pequeno Aerogerador Bergey Excel-10. a) Design e b) Curva de potência.

2.2.6.2.3 Skystream

O Skystream é uma pequena turbina americana com três pás e sem conjunto do leme. É uma turbina de 3,7 m de diâmetro, com uma potência de pico de 2,4 kW e recebeu o certificado de microgeração do Reino Unido.

A velocidade de rotação e a potência de saída do gerador são controladas eletronicamente e esse controle também pode ser utilizado a fim de parar totalmente a turbina caso a velocidade do vento eleve-se acima de 25 m/s ou haja uma falha da rede na qual o equipamento esteja ligado. Também possui um sistema de frenagem de segurança que é utilizado caso o sistema normal falhe por qualquer motivo [XZERES, 2015].

Na Figura 12 é possível analisar a curva de potência e o design desse equipamento.

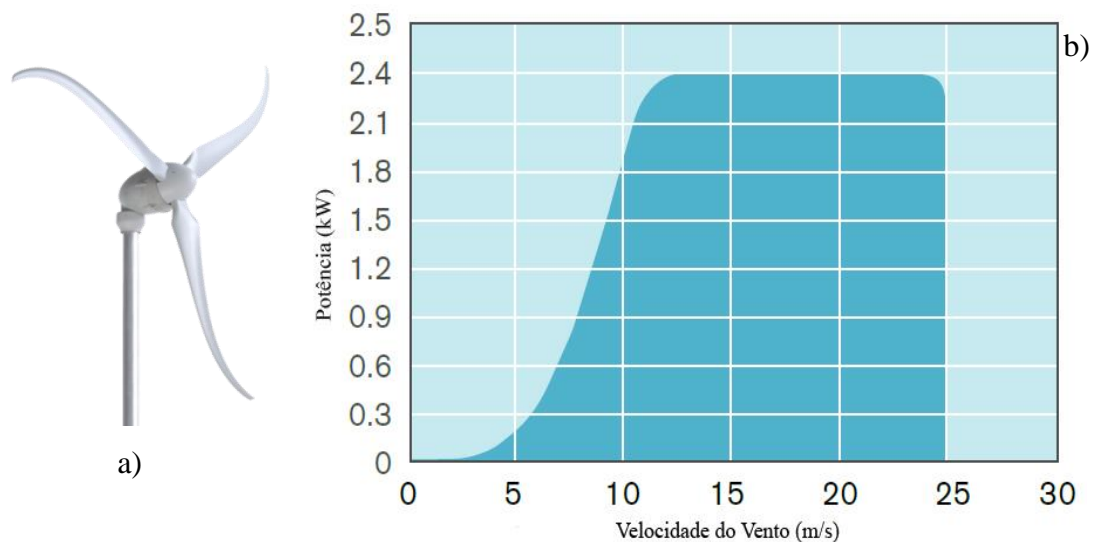


Figura 12 - Pequeno Aerogerador Skystream. a) Design e b) Curva de potência.

2.2.6.2.4 Fortis Montana

A Fortis Montana é uma turbina eólica holandesa, possui três pás e conjunto do leme. Foi a maior turbina eólica testada com um diâmetro de 5 m e uma potência nominal de 5 kW. Contudo até a presente data não possui nenhum teste de certificação descrito.

Na Figura 13 são ilustrados o design e a curva de potência desse equipamento [Fortis Montana, 2015].



a)

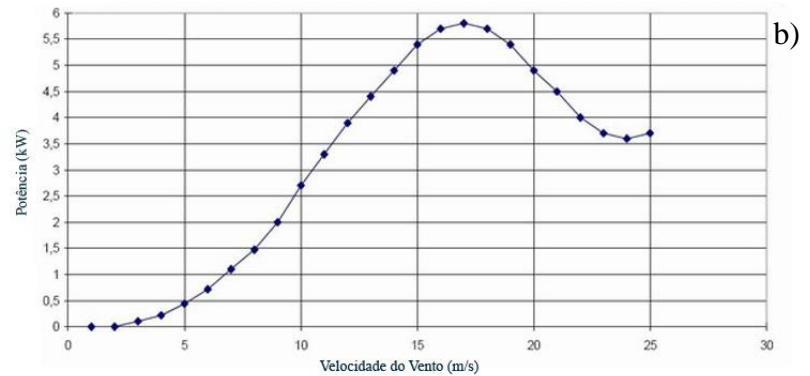


Figura 13 - Pequeno Aerogerador Fortis Montana. a) Design e b) Curva de potência.

2.2.6.2.5 Turby VAWT

A Turby é uma turbina eólica de eixo vertical (VAWT) holandesa. Não possui auto partida e usa o gerador para funcionar como um motor para iniciar o giro da turbina quando a velocidade do vento atinge cerca de 3,5 m/s [Turby, 2014].

A curva de potência da Figura 14 foi retirada do manual do fabricante e este não faz menção alguma de que o equipamento tenha sido submetido a testes de validação independente.

Segundo o Relatório Holandês, 2009, nos testes, a Turby ficou fora de operação por cerca de seis meses, devido a uma falha do mecanismo de arranque. Para o tempo em que esteve operante, foram feitas as medições e constatou-se que a potência de saída ficou bem abaixo da esperada pela curva de potência fornecida pelo fabricante.



a)

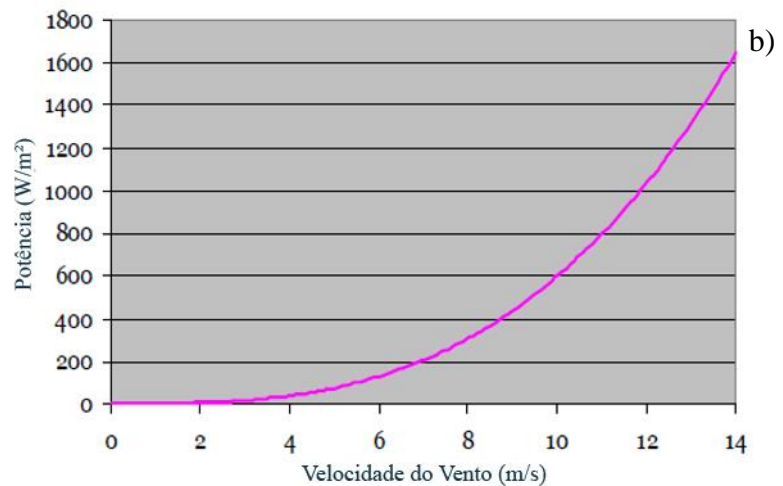


Figura 14 - Pequeno Aerogerador Turby. a) Design e b) Curva de potência.

2.2.6.2.6 Fortis Passaat

A Passaat tem uma potência máxima de 1,4 kW e 3,12 m de diâmetro.

As lâminas são feitas de fibra de vidro epóxi reforçada. Possui um sistema de segurança por palheta articulada que gradualmente transporta o rotor para fora de ventos extremos. Maiores detalhes de sua curva de potência e design podem ser observados na Figura 15 [Fortis Passaat, 2015].

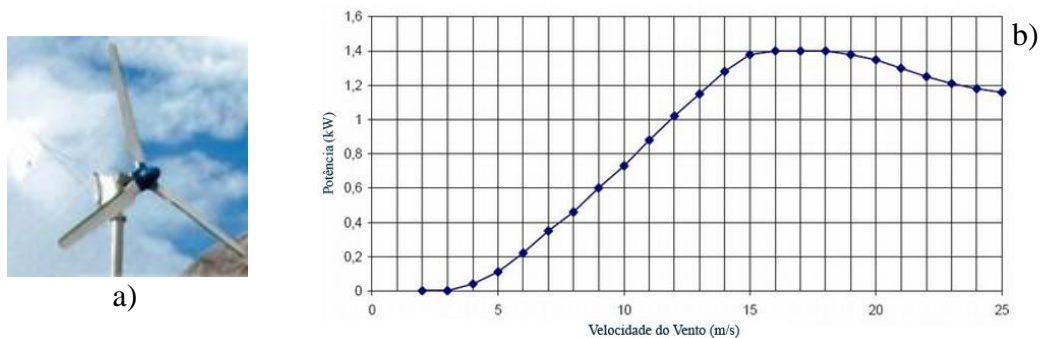


Figura 15 - Pequeno Aerogerador Fortis Passaat. a) Design e b) Curva de potência.

2.2.6.2.7 AirDolphin Z1000

Esta pequena turbina japonesa tem uma área varrida, ou zona de captura, de 2,54 m². Composta de três lâminas ultraleves de 380g cada reforçadas com uma camada de fibra de carbono, pode ser conectada a um banco de baterias ou ligada à rede.

Na Figura 16 a linha verde mostra os resultados reais que a turbina atinge de acordo com Zephyr, 2014. Já a linha tracejada mostra a energia máxima teórica que esta turbina poderia extrair do vento, de acordo com a Lei de Betz (59,3%).

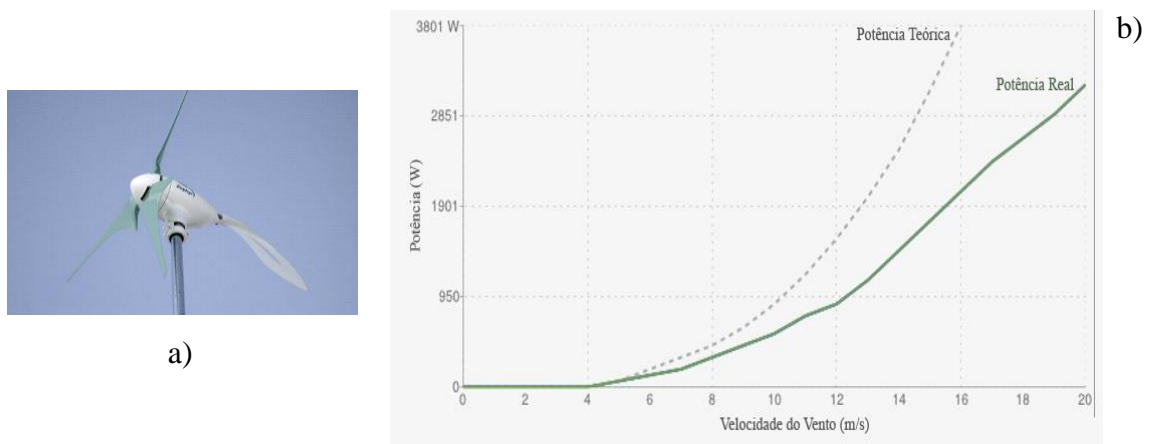


Figura 16 - Pequeno Aerogerador AirDolphin Z1000. a) Design e b) Curva de potência.

2.2.6.2.8 Ampair 600

O Ampair 600 é a microturbina eólica mais recente da Ampair. Possui 3 pás de 1,7 m de diâmetro otimizadas para ventos de velocidade baixa e média. Ela incorpora o sistema denominado *PowerFurl*, o qual desvia a turbina em ventos fortes, reduzindo, assim, o ruído. Pode ser usado em terra e mar (em navios por exemplo). Sua curva de potência e Design estão apresentados abaixo na Figura 17 [Ampair, 2014].

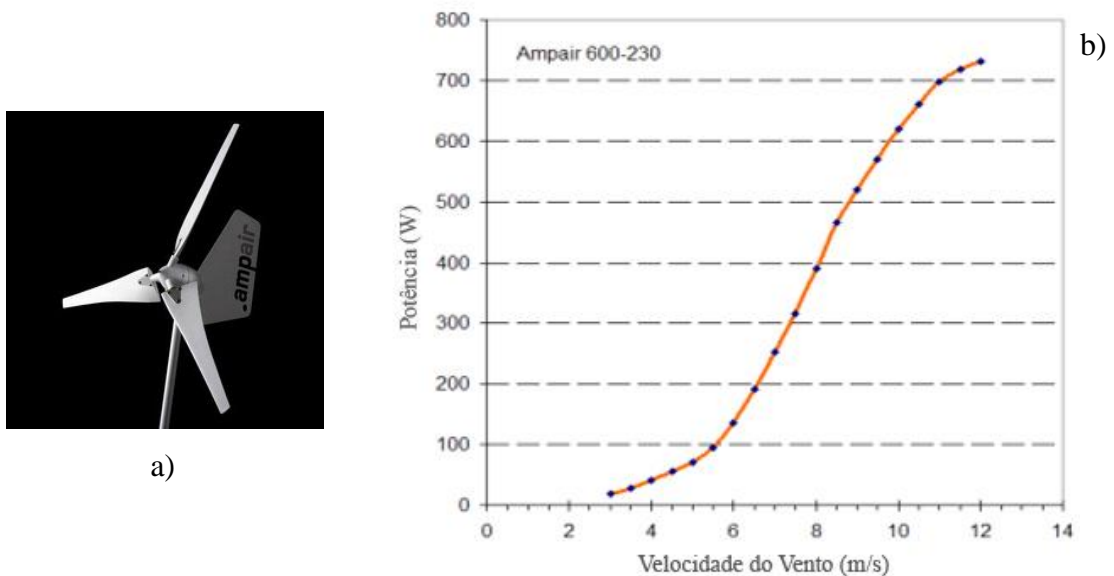


Figura 17 - Microturbina Ampair 600. a) Design e b) Curva de potência.

2.2.6.2.9 SWIFT

A turbina eólica SWIFT gera eletricidade através de novas tecnologias que garantindo uma das operações mais silenciosas entre os equipamentos do mesmo gênero. Geralmente é montada em um mastro de alumínio e demais suportes sobre o telhado.

Visando garantir a transmissão mínima de oscilações da turbina para a construção, os citados suportes de montagem incorporaram um sistema de amortecimento, projetado especificamente para absorver uma ampla gama de frequências. O anel difusor, que liga as lâminas, minimiza o ruído, evitando a criação de vórtices de turbulência na ponta da lâmina. Além disso, a concepção de cinco pás permite uma velocidade mais lenta de rotação para reduzir ainda mais o ruído [SWIFT, 2014].

Na Figura 18 encontram-se a curva de potência e design do equipamento.

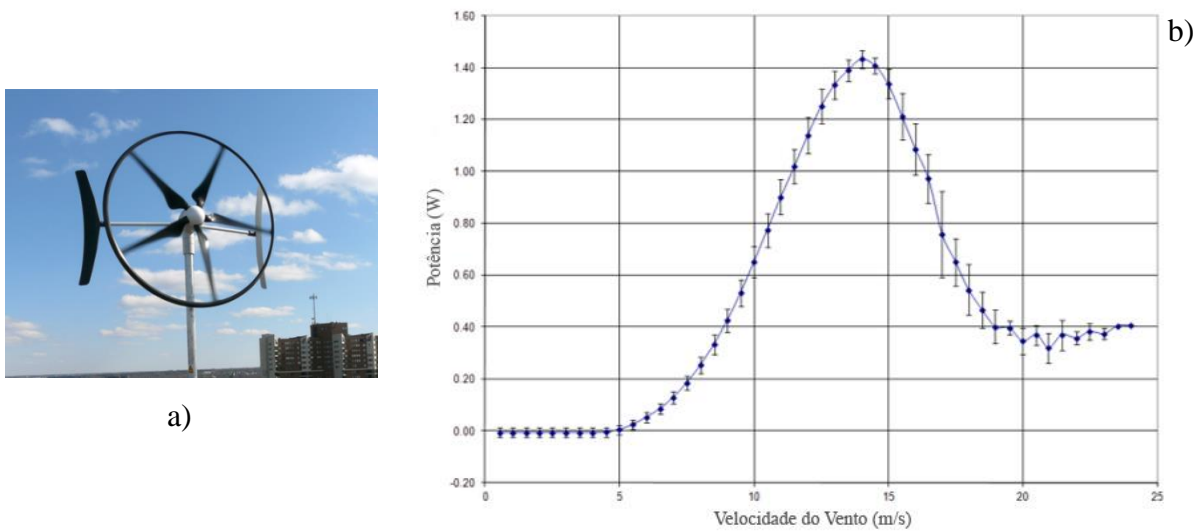


Figura 18 - Pequeno Aerogerador SWIFT. a) Design e b) Curva de potência.

2.2.6.2.10 Energy Ball V200

A Energy Ball V200 é uma turbina eólica esférica com 5 pás no rotor e um diâmetro de 1,98 m. Esse formato lhe confere pouco ruído, gerando energia silenciosamente.

Suas dimensões permitem que seja facilmente instalada em áreas urbanas. Idealmente, deve ser instalada em um mastro com altura de 12 m a 15 m.

Pode ser conectada à rede e a capacidade de seu gerador é de 2500 W. Sua curva de potência e design pode ser observado no gráfico da Figura 19 [Energy Ball, 2015].

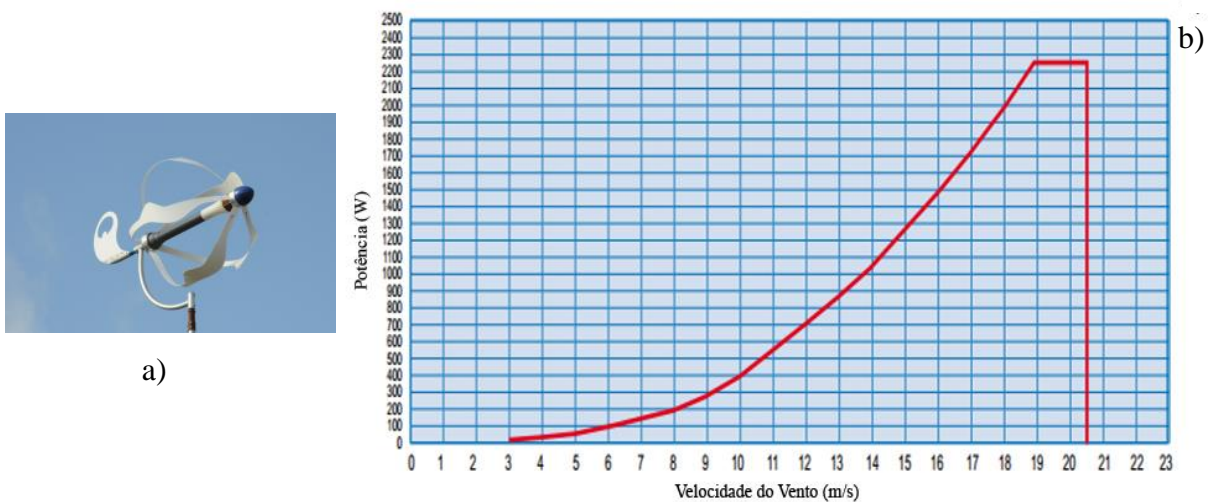


Figura 19 - Pequeno Aerogerador Energy Ball V200. a) Design e b) Curva de potência.

2.2.6.2.11 WRE 030 e 060

A Ropatec Wind Rotor é uma turbina eólica de eixo vertical. O sistema poderia ser descrito como uma solução híbrida, tomando como base os princípios empregados nos modelos Savonius e Darrieus.

Ela independe da direção do vento, possui baixa manutenção e baixa poluição sonora, adequando-se bem a ventos extremos, como por exemplo, a velocidade de 36 m/s observada em campo quando o equipamento estava em teste.

Tanto a 030 quanto a 060 possuem as mesmas características, com exceção da potência, que difere entre os equipamentos, conforme pode ser observado na Figura 20.

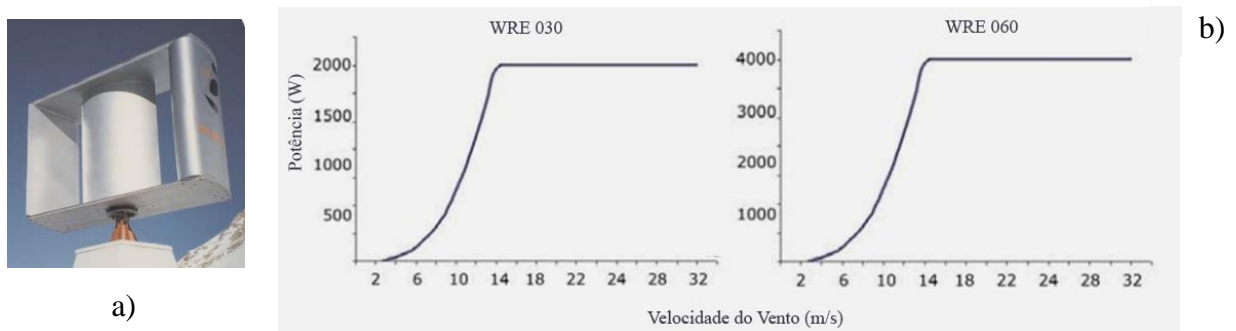


Figura 20 - Pequeno Aerogerador WRE 030 e 060. a) Design e b) Curva de potência.

2.2.6.2.12 Eclectic Stealth D 400

A D 400 é uma pequena turbina que possui um diâmetro de 1,10 m e foi projetada para carregar baterias. Produz 400W de potência com velocidade dos ventos de 11m/s e logo abaixo dessa velocidade de vento sua potência decai para uma produção de cerca de 225W. Sua curva de potência e design pode ser observado no gráfico da Figura 19 [Eclectic, 2015].

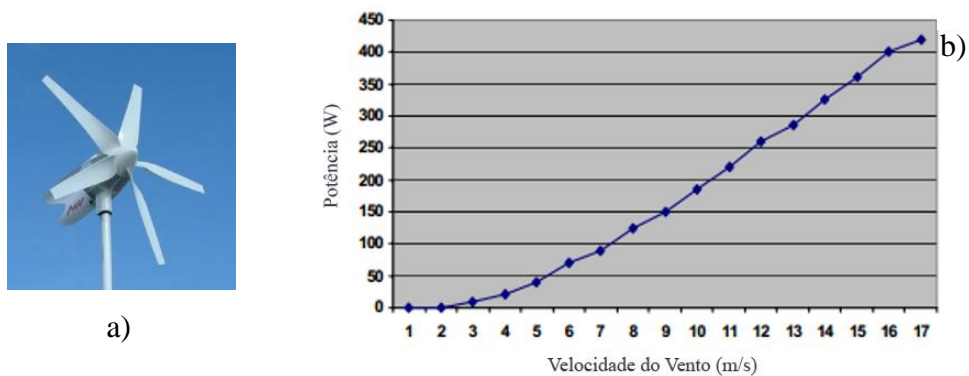


Figura 21 - Pequeno aerogerador Stealth D 400. a) Design e b) Curva de potência.

2.2.6.2.13 Windsave WS 1200

A WS 1200 tem um diâmetro de 1,75 m resultando em uma área varrida ou área de captura de 2,41 m². No gráfico da Figura 22 a linha verde mostra a potência real que a turbina eólica extrai e a tracejada mostra a energia máxima teórica que esta turbina pode extrair do vento considerando o coeficiente de potência de Betz, sendo assim 59,3% [Windsave, 2015].

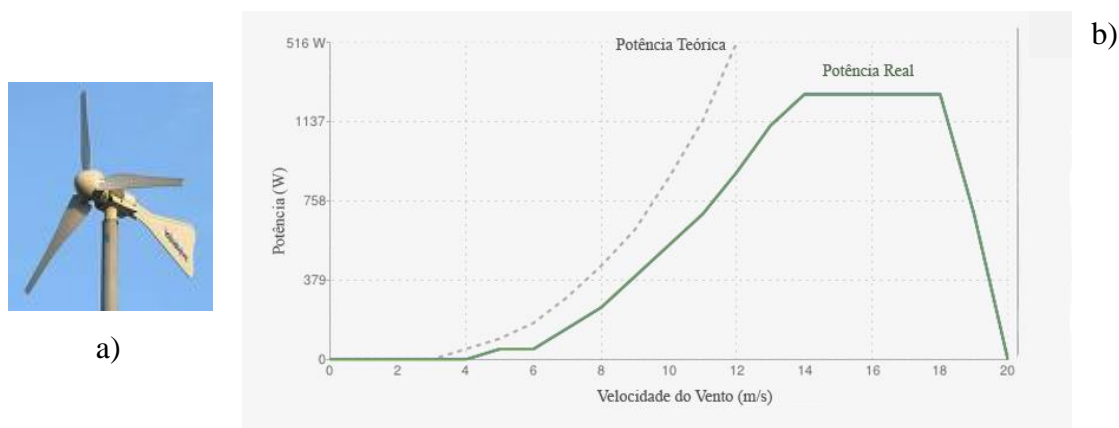


Figura 22 - Pequeno aerogerador Windsave WS 1200. a) Design e b) Curva de potência.

2.2.6.3 Resultado dos testes em Schoondijke

A Tabela 2 destaca o estudo econômico realizado pelo site holandês OlinO em 2014, baseado nos resultados obtidos no campo de testes.

Esse estudo é citado aqui como forma de ilustrar a importância desses testes para que as dúvidas sobre tais equipamentos sejam sanadas com dados mais confiáveis e não somente com informações vindas dos fabricantes.

A tabela foi adaptada para expressar os valores na moeda brasileira. Utilizando o exposto na BM&F BOVESPA no dia 23 de maio de 2014 que determinava o valor do Euro em R\$ 3,023.

Os cálculos demonstram que existe uma grande disparidade entre as variadas eficiências de custo de cada turbina. O custo varia entre R\$ 1,058 / kWh para a turbina eólica com melhor desempenho e R\$ 37,61 kWh para a de pior desempenho.

Alguns dos aerogeradores destacados no subitem 2.2.6.2 não foram compreendidos nessa análise econômica pois foram instalados recentemente e, com isso, ainda não possuem dados fiáveis para descrever alguma conclusão.

Tabela 2 - Resultados dos testes

Adaptado de Olino, 2014

Turbina	Preço	Produção	Preço / kWh
Skystream	R\$ 32.473,066	774 kWh	R\$ 1,028
Montana	R\$ 55.949,90	1.162 kWh	R\$ 1,209
Passaat	R\$ 27.929,98	234 kWh	R\$ 2,993
Ampair	R\$ 26.953,5	76 kWh	R\$ 8,888
Airdolphin	R\$ 53.047,604	124 kWh	R\$ 16,354
WRE 060	R\$ 118.386,73	212 kWh	R\$ 13,966
Energy Ball	R\$ 39.927,78	22 kWh	R\$ 14,843
SWIFT	R\$ 39.927,78	28 kWh	R\$ 35,641
Turby	R\$ 64.541,05	43 kWh	R\$ 37,515
WRE 030	R\$ 93.295,83	62 kWh	R\$ 37,606

É válido ressaltar que os valores descritos na Tabela 2 foram os observados na época do teste e, provavelmente, encontram-se desatualizados.

Deu-se ênfase nos testes citados acima, pois algumas das turbinas em questão também já foram testadas em túnel de vento, conforme será visto no subíndice 2.2.7, que trata dos trabalhos avaliados para o desenvolvimento desta dissertação e também aborda alguns outros trabalhos que contribuíram para o aperfeiçoamento do conhecimento e realização do presente trabalho.

2.2.7 Trabalhos revisados

Alguns trabalhos desenvolvidos no Brasil e no mundo, que tratam sobre os temas envolvidos nessa dissertação, são revisados e auxiliam na tomada de algumas decisões e também dão luz a muitos conhecimentos.

A dissertação de Akwa, 2010, que trata da análise aerodinâmica de turbinas eólicas Savonius empregando dinâmica dos fluidos computacional e a dissertação de Verdum, 2013, que prevê o projeto de um aerogerador com segurança inerente para aplicação urbana, são

considerados, entre outras coisas, para a tomada de decisão do tipo de equipamento a ser testado. Opta-se pelo tipo de equipamento previsto numericamente por Verдум, por este possuir um anseio de ser construído em escala real no futuro. Além da expectativa de gerar um torque maior, por se tratar de um equipamento de eixo horizontal e cinco pás.

Já na dissertação de Acunha, 2006, observa-se a análise do desempenho de um aerogerador de pequeno porte feita a campo, na qual são citados os equipamentos necessários para as medições e desenvolvimento dos testes e com isso toma-se conhecimento de alguns equipamentos que são necessários para os testes.

Ainda, para a decisão da instrumentação e também a fim de tomar ciência de alguns desafios que seriam enfrentados durante as medições, utiliza-se como base o descrito na literatura adicionado com as experiências evidenciadas nos trabalhos de:

- Rocha, P.A.C. *et. al*, 2011, que descreveu a montagem e testes de uma bancada para medição de desempenho;
- Gregg, J.R., 2011, que trabalhou com o projeto e teste experimental de uma turbina de pequeno porte;
- Matsumoto, E., 2012, que desenvolveu o projeto do túnel de vento do Laboratório de Conforto Ambiental e Física Aplicada da Faculdade de Engenharia Civil da Universidade Estadual de Campinas, prevendo os instrumentos para ensaios de modelos físicos reduzidos e ventilação natural;
- Song, Q., 2012, que trabalhou no projeto, fabricação e testes das novas pás para um pequeno aerogerador;
- Franco, L. F. L., 2013, que desenvolveu o estudo experimental de um rotor Savonius com estator;
- Silva, G. B. O., 2012, que trabalhou no desenvolvimento de uma turbina eólica de eixo vertical, e;
- Wenzel, G. M., 2007, que realiza o projeto aerodinâmico de pás de turbinas eólicas de eixo horizontal.

O artigo de Alé *et. al*, 2002, que trata da avaliação do desempenho de aerogeradores em túnel de vento, possibilita a compreensão de alguns testes, descrevendo-os, citando as normas utilizadas e enumerando os equipamentos necessários. Em 2009, apresentado no V Congresso Brasileiro de Metrologia, esse artigo descreveu, além dos resultados para a curva de potência, uma metodologia para determinar o torque dinâmico do equipamento.

Para conhecer-se melhor a aplicabilidade do método do ótimo de Betz, além do descrito na literatura, analisa-se os trabalhos de:

- Horn, D., 2010, o qual fez a análise numérica da esteira aerodinâmica formada por uma turbina eólica com dimensionamento ótimo de Betz,
- Ludwig, D., 2011, que analisou numericamente a influência de fatores atmosféricos na esteira aerodinâmica de turbinas eólicas, entre outros trabalhos aqui já mencionados e que utilizaram esse método.

Os trabalhos de Patriozotto, 2012, Teixeira, Pereira e Prado, 2010, Lutz, 2006, são importantes para elucidar o potencial dos pequenos aerogeradores no Brasil e no mundo.

Os tutoriais de suporte técnico da Cliever em comunhão com o discutido por Mariotto, 2013 são essenciais para ampliar o conhecimento e possibilitar a impressão das peças que contemplam o protótipo testado na presente dissertação.

O trabalho de De Paula, A.V., 2008, auxilia para a determinação dos perfis de velocidade do túnel aerodinâmico descritos no Capítulo 4.

O projeto de pesquisa composto por Ály, F.F.F, Petry, A.P., *et. al*, 2014, o qual propõe o projeto e construção de um pequeno aerogerador, incluindo o projeto aerodinâmico, mecânico, estrutural e o gerador elétrico, é o desencadeador e catalisador do presente estudo.

2.2.8 Mercado de Energia Eólica

Normalmente, grandes aerogeradores podem produzir de 1,5 a 4,0 milhões de kWh por ano operando 70-85 % do tempo [Balat, 2009].

A produção de energia eólica global estabeleceu um novo recorde em 2011, atingindo 239 GW, 3% da produção total de energia elétrica mundial [WWEA, 2014].

A Compositesworld, 2014, prevê que, até 2020, 10% da produção total de energia elétrica mundial será oriunda dos ventos.

Em 2010 a AWEA relatou que a produção de turbinas eólicas de eixo horizontal de pequeno porte aumentaria rapidamente no futuro, devido à grande demanda mundial.

No Brasil, o segmento de energia eólica de grande porte basicamente está consolidado no mercado. Enquanto que o segmento de pequeno porte ainda é embrionário, com experiências pontuais. Realidade contrária a vivida por países como a China e os EUA (Estados Unidos da América), onde este segmento já possui 594.000 unidades instaladas, das quais 450.000 estão em solo chinês e 144.000 em solo americano.

A capacidade total instalada de turbinas de pequeno porte no mundo é de 443 MW. Desse montante, em 2010, 40% concentravam-se nos EUA e 37% na China. Com a estimativa dada pela WWEA de atingirmos em 2020 a capacidade instalada de 750 MW e, sabendo-se que a taxa média de crescimento mundial nos últimos anos é de 35%, aliando esses dados com a capacidade eólica e com os recentes incentivos e regulamentações dos pequenos aerogeradores no país, espera-se que o Brasil consiga ser um contribuidor assíduo para o desenvolvimento e disseminação dessa nova tecnologia.

Com isso em mente, o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) está desenvolvendo um estudo, encomendado pelo Ministério de Minas e Energia (MME), para avaliação do mercado de aerogeradores de pequeno porte no Brasil. Este estudo tem por objetivo avaliar a utilização de aerogeradores de pequeno porte como uma opção energética para os consumidores interessados em adotar o Sistema de Compensação Energética definido na Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012. Alguns resultados da primeira etapa desse estudo podem ser observados da Figura 23 até a Figura 25.

Esses resultados, mesmo que preliminares, expressam o crescimento no interesse da sociedade nesta fonte energética. Com o panorama traçado pela pesquisa de opinião, que ainda encontra-se disponível online para o público em geral, espera-se um avanço no sentido de melhorar o conhecimento sobre os aerogeradores de pequeno porte, e também um avanço nas adesões dessa tecnologia, desde que ela seja desenvolvida com preços favoráveis e atrativos para o consumidor final.

Motivação	%
Redução na conta de energia elétrica	54,0
Redução de emissão de gases de efeito estufa	18,0
Preço	8,0
Fácil instalação e manutenção	4,0
Independência energética	4,0
Teste experimental para centro de pesquisa	2,0
Geração distribuída	2,0
Backup da rede básica	2,0
Pesquisa	2,0
Estratégico	2,0
Interesse pessoal	2,0

Figura 23 - Motivações de compra de aerogerador de pequeno porte.

Fonte: CEPEL, 2015.

Investimento	%
Até R\$ 10.000	61,2
Acima de R\$ 10.000 até R\$15.000	8,2
Acima de R\$ 15.000 até R\$30.000	8,2
Acima de R\$ 30.000 até R\$60.000	2,0
Acima de R\$ 60.000 até R\$100.000	0,0
Acima de R\$ 100.000 até R\$1.000.000	2,0
Não sei/Não quero responder	18,4

Figura 24 - Disposição de investimento.

Fonte: CEPEL, 2015.

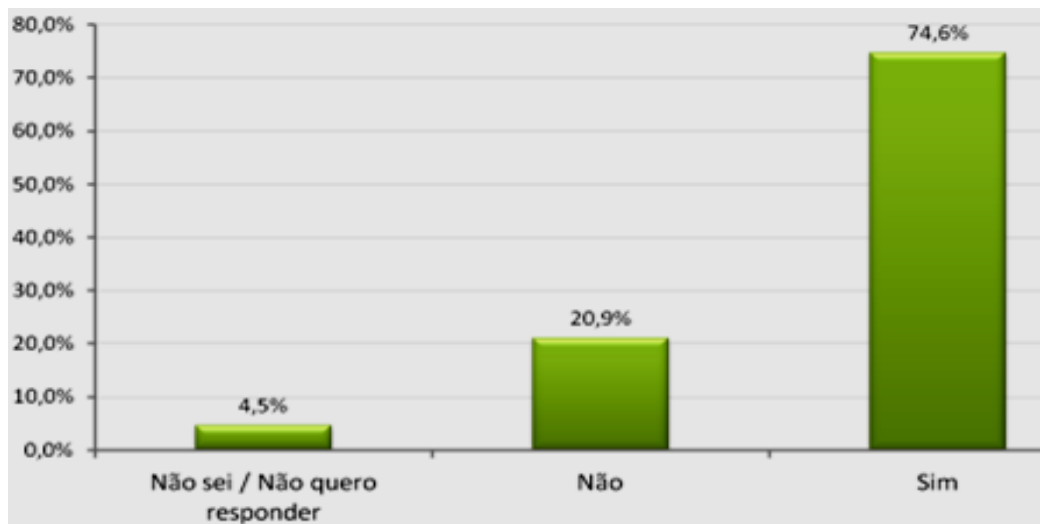


Figura 25 - Interesse de compra de aerogerador de pequeno porte.

Fonte: CEPEL, 2015.

3. LEGISLAÇÃO PARA OS REQUISITOS DE PROJETO E TESTES DE PEQUENOS AEROGERADORES EÓLICOS

É meta da normalização dos procedimentos de medição facilitar a comparação entre diferentes turbinas eólicas, para que os consumidores tenham maior confiança ao adquirir um equipamento e que esse corresponda com suas necessidades. Além disso, traz maior segurança ao projetista, o qual necessita de informações concretas para aumentar o grau de acerto na hora do dimensionamento.

Os resumos das normas da IEC (*International Electrotechnical Commission*) que tratam especificamente de Aerogeradores de Pequeno Porte, os quais compõe esse capítulo, visam tornar claro a gama de testes necessários para a certificação de um equipamento eólico de pequeno porte.

3.1 Requisitos de projeto. IEC 61400-2

Esta parte da IEC 61400 trata da filosofia de segurança, garantia de qualidade e engenharia para pequenos aerogeradores. No que diz respeito à segurança, especifica os requisitos para pequenas turbinas, incluindo design, instalação, manutenção e operação em condições externas específicas. Seu objetivo é fornecer o nível adequado de proteção contra possíveis danos que podem ocorrer durante o seu tempo de vida útil.

A IEC 61400-2 preocupa-se também com todos os subsistemas, como os mecanismos de proteção, sistemas elétricos internos, sistemas mecânicos, estruturas de apoio, fundações e a interligação elétrica com a carga, sendo aplicada à turbinas eólicas com área varrida pelo rotor inferior a 200 m², gerando uma tensão elétrica inferior a 1.000 V com corrente alternada ou 1.500 V com corrente contínua

Vale ressaltar que a IEC 61400-2 deve ser utilizada em conjunto com as normas IEC e ISO correspondentes. Para isso, em seu capítulo 2, são destacadas as referências normativas as quais foram utilizadas e aplicadas para a confecção do documento. A destacar:

- IEC 60034-1: Máquinas elétricas rotativas - Parte 1: Avaliação e desempenho;
- IEC 60034-2: Máquinas elétricas rotativas - Parte 2: Métodos de determinação das perdas e eficiência de máquinas rotativas elétricas a partir de testes (excluindo máquinas para veículos de tração);
- IEC 60034-5: Máquinas elétricas rotativas - Parte 5: Graus de proteção proporcionados pela concepção integrada de máquinas elétricas rotativas;

- IEC 60034-8: Máquinas elétricas rotativas - Parte 8: Marcação dos terminais e sentido de rotação;
- IEC 60038: Tensões padrão IEC. Alteração 1 (1994) e Alteração 2 (1997);
- IEC 60204-1: Segurança de máquinas - Equipamentos elétricos de máquinas - Parte 1: Requisitos gerais;
- IEC 60364-5-54: Instalações elétricas de edifícios - Parte 5-54: Seleção e montagem de equipamentos elétricos - Ligações à terra, condutores de proteção e colagem de proteção;
- IEC 60721-2-1: Classificação das condições ambientais - Parte 2-1: Condições Ambientais que figuram na natureza - temperatura e umidade;
- IEC 61400-1: turbinas de vento - Parte 1: requisitos de projeto;
- IEC 61400-12-1: Turbinas de vento - Parte 12-1: Medidas de eletricidade e curva de potência para turbinas eólicas;
- IEC 61400-13: Sistemas de geradores de turbinas eólicas - Parte 13: Medição de cargas mecânicas;
- IEC 61400-23: Sistemas de geradores de turbinas eólicas - Parte 23: testes estruturais em grande escala do rotor e das pás;
- IEC 61643-1: Surtos de baixa tensão de dispositivos de proteção - Parte 1: Sugere dispositivos de proteção conectados aos sistemas de distribuição de energia de baixa tensão - Requisitos e ensaios;
- ISO / IEC 17025:2005: Requisitos gerais para a competência de testes e calibração laboratoriais.
- ISO 2394: Os princípios gerais em matéria de confiabilidade para estruturas.

No capítulo 3 da norma são especificados os termos e definições aplicados no documento. Alguns são destacados:

- Média anual: valor de um conjunto de dados de medição de tamanho e duração suficiente, para servir como uma estimativa do valor esperado da quantidade. Ressaltando que o intervalo de tempo médio deve ser um número inteiro de anos para que sejam considerados na média os efeitos não estacionários, tais como sazonalidade;
- Velocidade média anual do vento: velocidade média do vento de acordo com a definição da média anual;

- Ciclos de auto religamento: evento com um período de tempo, variando entre cerca de 0,01 s a poucos segundos, durante o qual um disjuntor liberado após uma falha de rede é automaticamente religado e a linha é reconectada à rede;
- Freio (para turbinas eólicas): dispositivo capaz de reduzir a velocidade do rotor ou parar a rotação;
- Falha catastrófica (para turbinas eólicas): desintegração ou colapso de um componente ou estrutura, que resulta na perda da função vital o que prejudica a segurança;
- Valor característico (de uma propriedade do material): valor que tem uma probabilidade de não ser prescrito ou alcançado em um teste hipotético ilimitado;
- Sistema de controle (para turbinas eólicas): subsistema que recebe informações sobre o estado da turbina de vento e/ou seu ambiente ajustando-a, de modo a mantê-la dentro dos limites operacionais;
- Velocidade *cut-in wind* (V_{in}): menor velocidade média do vento à altura do cubo em que a turbina eólica produz potência;
- Velocidade *cut-out* (V_{out}): maior velocidade média do vento à altura do cubo em que a turbina eólica é projetada para produzir potência;
- Limites de projeto: valores máximos ou mínimos utilizados em um projeto
- Situação de projeto: possível modo de operação de turbinas eólicas, por exemplo a produção de energia, frenagem, etc.;
- Velocidade de projeto: velocidade do vento usada como entrada para as equações de design simples;
- Desligamento de emergência (para turbinas eólicas): desligamento rápido da turbina eólica desencadeada por um sistema de proteção ou por intervenção manual;
- Condições ambientais: características do ambiente (altitude, temperatura, umidade, etc.), que podem afetar o comportamento do sistema de turbina;
- Condições externas (para turbinas eólicas): fatores que afetam o funcionamento de uma turbina, incluindo o regime de ventos, fatores climáticos (neve, gelo, etc.), terremotos e das condições da rede de energia;
- Velocidade extrema do vento: maior velocidade média do vento, em média t segundos, que é susceptível de acontecer dentro de um determinado período de tempo (período de retorno) de T anos. Ressalta-se aqui que períodos de recorrência de $T = 50$ anos e $T = 1$ ano e uma média de intervalo de tempo de $t = 3$ s e $t = 10$ min. são utilizados em

uma série de padrões. Em linguagem popular, o termo "sobrevivência a velocidade do vento", menos precisa, é frequentemente utilizado;

- Prova de falhas: propriedade de design de um item que impede que seus fracassos resultem em falhas críticas;
- Enrolar: mecanismo que controla o excesso de velocidade passiva por meio da redução da área varrida projetada;
- Rajada: aumento repentino e breve da velocidade do vento sobre o seu valor médio. Uma rajada pode ser caracterizada por sua ascensão, sua amplitude e sua duração;
- Turbina eólica de eixo horizontal: turbina eólica cujo eixo do rotor é substancialmente paralelo ao escoamento do vento;
- Hub (para turbinas eólicas): fixação para prender as lâminas ou conjunto de lâminas no eixo do rotor;
- Altura do cubo (para turbinas eólicas): altura do centro do rotor da turbina acima da superfície do terreno. Para uma turbina de eixo vertical, a altura do cubo é a altura do plano do equador;
- Em marcha lenta (para turbinas eólicas): condição de uma turbina eólica que gira lentamente e sem produzir potência;
- Estado limite: quando as cargas que atuam sobre uma estrutura superam as exigências de projeto. Nos cálculos de projeto (ou seja, a exigência de projeto para o estado limite) deve-se manter a probabilidade de um estado limite ser atingido abaixo de um determinado valor prescrito para o tipo de estrutura em questão (ISO 2394);
- Caso de carga: combinação de uma situação de projeto e uma condição externa que resulta num carregamento estrutural;
- Lei logarítmica de cisalhamento do vento: uma lei matemática que expressa as variações da velocidade do vento como uma função logarítmica de altura acima do solo;
- Velocidade média do vento: média estatística do valor instantâneo da velocidade do vento médio ao longo de um determinado período de tempo que pode variar de alguns segundos a vários anos;
- Desligamento normal (para turbinas eólicas): desligamento no qual todas as etapas estão sob o comando do sistema de controle;
- Limites operacionais: conjunto de condições definidas pelo projetista que comandam a ativação e o sistema de proteção;

- Turbina eólica estacionada: dependendo da construção da turbina de vento, estacionada refere-se à turbina em paralisação ou em uma condição de marcha lenta;
- Estacionamento: situação a que uma turbina eólica retorna depois de um desligamento normal;
- Lei da potência para cisalhamento do vento: uma lei matemática que expressa as variações da velocidade do vento em função da lei de potência de altura acima do solo;
- Potência: potência fornecida por um dispositivo de uma forma e para uma finalidade específica. Para as turbinas eólicas, esta é a energia elétrica entregue pelo equipamento;
- Sistema de proteção (turbina de vento): garante que o sistema do gerador permaneça dentro dos limites do projeto;
- Distribuição Rayleigh: uma função de distribuição de probabilidade, muitas vezes usado para velocidades de vento. A distribuição depende de um parâmetro ajustável - o parâmetro de escala, que controla a velocidade média do vento;
- Velocidade de referência do vento (V_{ref}): parâmetro básico para a definição de classes das velocidades do vento. Outro projeto, relacionando parâmetros climáticos são derivados a partir da velocidade do vento de referência e outros parâmetros de classe básico;
- Ressonância: fenômeno que aparece em um sistema oscilante, em que o período de uma oscilação forçada é muito próximo ao de oscilação livre;
- Vida útil: vida de serviço prescrito com uma probabilidade declarada de falha catastrófica.

Além dessas definições, outras são encontradas ainda no Capítulo 3 da norma e esclarecem todos os termos utilizados em sua redação.

O Capítulo 4 trata dos símbolos e abreviaturas utilizados na norma.

O Capítulo 5 rege sobre a engenharia e os requisitos técnicos para garantir a segurança da estrutura, sistemas mecânicos, elétricos e de controle da turbina eólica. Estes requisitos são aplicados à concepção, fabricação, instalação e manutenção da turbina e do processo de gestão da qualidade associada. Ainda nas subseções do Capítulo 5 é possível encontrar os métodos de projeto e a garantia de qualidade.

O Capítulo 6 define as condições externas as quais as turbinas são submetidas, tais como condições ambientais e elétricas que podem afetar o seu carregamento, durabilidade e operação. Para garantir o nível adequado de segurança e confiabilidade, os parâmetros

ambientais, elétricos e de solo devem ser considerados na concepção do equipamento e ser explicitamente indicado na documentação do projeto.

As condições ambientais são divididas em condições de vento e condições ambientais. As condições de vento são a principal consideração externa para a integridade estrutural. As condições ambientais afetam as características de design, tais como a função do sistema de controle, durabilidade, corrosão, etc.

As condições elétricas referem-se a qualquer das condições da rede elétrica local ou baterias, sistemas híbridos ou grade local. As propriedades do solo são relevantes para o projeto das fundações.

Cada tipo de condição externa pode ser subdividido em normal e crítica. As condições externas normais geralmente respeitam a carga estrutural de longo prazo e condições de funcionamento, enquanto as condições externas extremas ou críticas representam as raras, mas possíveis, condições críticas de projeto.

No capítulo 6, ainda podem ser encontradas, nas suas subseções, as condições de vento extremas e normais e outras condições ambientais que podem afetar a integridade e a segurança da turbina, através de ações térmicas, fotoquímicas, físicas corrosivas, mecânicas, elétrica ou de outros agentes. Além disso, ressalta que as combinações de parâmetros climáticos podem aumentar o efeito das condições ambientais.

O projeto estrutural da turbina é destacado no Capítulo 7 e deve ser baseado na verificação da integridade estrutural dos componentes nos caminhos de carga críticos das pás do rotor para a fundação.

A resistência à fadiga de elementos estruturais deve ser verificada por meio de cálculos e/ou testes com o intuito de determinar a integridade estrutural. A análise estrutural é baseada na norma ISO 2394 ou equivalente, quando aplicável.

Nas subseções do Capítulo 7 destacam-se a metodologia de projeto, as cargas como vibração, cargas inerciais e gravitacionais, forças aerodinâmicas, modelo de carga simplificado, modelagem aeroelástica, medições de carga, cálculos de solidez, fatores de segurança e análise do estado limite.

A proteção e o sistema de desligamento são assuntos do Capítulo 8. As turbinas eólicas devem ser concebidas de forma a manter todos os parâmetros dentro dos seus limites de projeto sob todos os casos de carga. Isto deve ser alcançado através de um sistema de proteção ativa e/ou passiva incluído no projeto. Em particular, deve haver meios para evitar que a velocidade de rotação limite do projeto n_{max} não seja ultrapassada.

O sistema de proteção deve ser projetado para ser à prova de falhas. Deve ser capaz de proteger o equipamento sempre que acontecer uma única falha ou defeito em alguma fonte de energia, ou falha de qualquer componente dentro do sistema de controle e/ou sistema de proteção. Testes e/ou análise devem verificar o comportamento do sistema de proteção. Uma falha do sistema de controle, do sistema de potência ou do sistema de proteção não deve permitir que a turbina exceda a velocidade de rotação n_{max} , pois isto pode acarretar num estado inseguro de operação, podendo levar ao colapso total do equipamento.

Em suas subseções o Capítulo 8 apresenta as recomendações para desligamento manual e desligamento para manutenção.

O Capítulo 9 descreve os testes disponíveis para pequenas turbinas eólicas, sendo apresentado um panorama em que os testes são obrigatórios. Os corpos de prova devem ser representativos da concepção do tipo de turbina eólica ou componente. Instrumentos devidamente calibrados e taxas de amostragem apropriadas devem ser usados.

Para todas as medições onde é necessária uma velocidade de vento, a localização do anemômetro e o setor de medição deve ser feito de acordo com a mais recente edição da IEC 61400-12-1.

Os ensaios devem ser documentados em um relatório contendo uma descrição completa dos métodos utilizados, das condições, das especificações da máquina testada e dos resultados do teste. Na descrição do método de ensaio devem-se incluir informações detalhadas do medidor, análise de procedimentos, instrumentação, aquisição de dados e os dados propriamente ditos. Os desvios relacionados aos métodos também devem ser documentados.

Os relatórios de medição devem cumprir os requisitos da norma ISO / IEC 17025 e os relevantes padrões utilizados para definir os requisitos de teste (como por exemplo IEC 61400-12-1 e IEC 61400 -13).

Para determinar os dados necessários para a análise de carga simplificada ou verificar o modelo aeroelástico um ensaio deve ser realizado para determinar os seguintes dados de projeto:

- Potência, P_{design} ;
- Velocidade de rotação, n_{design} ;
- Torque do eixo, Q_{design} ;
- Velocidade de rotação máxima, n_{max} ; e
- v_{ave} é o valor médio de v , que por sua vez é a velocidade do vento medido.

A velocidade de vento de projeto (V_{design}) é definido como $1,4 v_{ave}$. A potência (P_{design}) e a velocidade de rotação (n_{design}) são, então, o nível de potência e velocidade de rotação, dados pela velocidade do vento. Para determinar estes parâmetros, a velocidade do vento, a produção de energia e o número de rotações por minuto (RPM) devem ser medidas na carga elétrica nominal.

O torque de projeto (Q_{design}) dado pela Equação 3.1, deve ser derivado de P_{design} e n_{design} . Assim a eficiência, η , será dada pela Equação 3.2 se P_{design} for ≤ 20.000 W e será igual a 0,7 se P_{design} for > 20.000 W, na ausência de quaisquer valores mais precisos, comprovados.

$$\eta = 0,6 + 0,000005 P_{design} \quad (3.1)$$

$$Q_{design} = \frac{30 P_{design}}{\eta \pi n_{design}} \quad (3.2)$$

A taxa máxima de guinada ($\omega_{yaw,max}$) é definida como a velocidade máxima do movimento de guinada do rotor em torno do eixo. No caso das turbinas com o sistema de enrolar, esta velocidade de guinada pode ser constituída por uma medição de velocidade na nacele e uma medição de velocidade no componente de enrolar em torno do eixo paralelo ao eixo de rotação.

Os valores medidos não podem ser utilizados nos cálculos de carga simples. Em vez disso, os valores dados devem ser utilizados em:

$$\omega_{yaw,max} = 3 - 0,01(\pi R^2 - 2) \quad (3.3)$$

em que, $\omega_{yaw,max}$ deverá ser de 3 rad/s para todas as turbinas com uma área varrida do rotor inferior a 2 m^2 .

Se o fabricante necessita medir a taxa de guinada para a validação do modelo, as seguintes considerações devem ser observadas:

- As taxas de guinada são altamente influenciadas pelas condições externas;
- Uma interpolação ou extrapolação poderá ser necessária para se obter a taxa de guinada máxima; e

- As taxas de guinada decorrentes de posições de guinada podem levar a resultados ambíguos.

A velocidade do rotor deve ser medida durante a condição de maior probabilidade de se alcançar a velocidade máxima, por exemplo, perda de carga ou rajada de vento, em velocidades de vento entre 10 m/s e 20 m/s. Pelo menos 2 h de dados são necessários, dos quais, pelo menos, 30 minutos a velocidade do vento deve ser inferior a 15 m/s e 30 minutos a velocidade do vento deve ser superior a 15 m/s. A partir destes dados, a velocidade máxima do rotor deve ser determinada por interpolação ou extrapolação da velocidade de referência (V_{ref}) tendo em conta quaisquer mudanças de inclinação visíveis.

O objetivo das medições de carga são dois: validar cálculos de projeto ou determinar as cargas de projeto.

O programa de medição de carga deve basear-se em casos de carga de medição que são os mais próximos possíveis a casos de carga definidos no projeto. Os casos de carga de medição devem incluir todas as condições normais e críticas de operação e de falha, desempenho de frenagem e comportamento de guinada. O ensaio deve ser suficiente para caracterizar tipicamente o comportamento operacional em toda a faixa de velocidade do vento de projeto.

Os dados medidos devem incluir pelo menos as cargas, os parâmetros meteorológicos e os dados operacionais da turbina eólica.

No mínimo, os valores médios, mínimos, máximos e o desvio padrão dos dados de carga devem ser avaliados e incluídos no relatório de ensaio.

Demais orientações para os procedimentos e avaliação dos testes podem ser encontradas na IEC 61400-13.

O objetivo do teste de duração é investigar a integridade estrutural e degradação do material (corrosão, rachaduras, deformações), definir a qualidade da proteção ambiental da turbina eólica e determinar o comportamento dinâmico da turbina.

A turbina eólica terá passado pelo teste de duração, quando atingir: operação fiável durante o período de teste; pelo menos 6 meses de operação; pelo menos 2.500 h de produção de energia em qualquer velocidade de vento; pelo menos 250 h de produção de energia em ventos de $1,2 V_{ave}$ ou acima; e pelo menos 25 h de produção de energia em ventos de $1,8 V_{ave}$ ou acima.

O comportamento dinâmico da turbina deve ser avaliado para verificar se o sistema não apresenta vibração excessiva. Esse comportamento deve ser observado sob todas as condições de funcionamento (por exemplo, carregar, descarregar, enrolar) com ventos de velocidade de até 20 m/s. No mínimo, a turbina deve ser observada durante 5 minutos em velocidades de vento de 5, 10, 15 e 20 m/s e, no total, pelo menos, 1 h de teste.

Deve ser dada atenção especial para vibrações e ressonâncias da torre, ruídos da turbina, movimentos da cauda e comportamento de guinada.

O teste de lâmina estática é necessário para todas as turbinas. Em geral, deve ser sempre previsto para a pior combinação de carregamento de projeto, incluindo fatores de segurança. Nenhum dano capaz de interferir com a segurança de operação da turbina pode ocorrer (por exemplo, uma perda significativa de rigidez, deformações ou rachaduras).

A carga aplicada para o teste de lâmina estática deve ser a pior combinação entre o momento de flexão e a força centrífuga. A lâmina deve ser testada, incluindo o hub de conexão da pá. Nenhum dano pode ocorrer no ensaio até a carga máxima de trabalho, incluindo fatores de segurança.

Recomenda-se que a lâmina seja testada até a falha para determinar a margem de resistência entre a carga de projeto e carregamento de falha.

Se um teste de fadiga for realizado na lâmina, o ensaio deve atender aos requisitos da norma IEC 61400-23.

O teste do hub deve ser feito estaticamente, simulando-se a força centrífuga e a dobra em todos os pontos de conexão das lâminas. O hub deve ser testado, incluindo a conexão do eixo do cubo. Nenhum dano pode ocorrer no teste de carga de projeto (incluindo os fatores de segurança) baseado na carga máxima calculada.

Caso a nacele seja testada, ela deve ser submetida a teste estático e exposta a inclinações, momento de flexão do eixo, força axial do rotor e seu próprio peso.

A finalidade dos testes de segurança e funcionamento é verificar se a turbina exibe o comportamento previsto em projeto e que as disposições relativas à segurança pessoal estão corretamente implementadas.

Os testes de segurança e de funcionamento incluem as funções críticas de controle e proteção do sistema, que exigem verificação por teste conforme descrito na documentação do projeto. Estas funções críticas incluirão:

- Potência e controle de velocidade;
- Sistema de controle de guinada (alinhamento ao vento);

- Perda de carga;
- Sobre a proteção da velocidade com velocidades do vento: de projeto ou acima; e
- Auto desligar quando a velocidade de vento for superior à especificada no projeto.

Qualquer função adicional do sistema de proteção que pode ser ativada por falha de um componente ou outro evento crítico ou condições operacionais também deve ser testada.

Se a turbina for projetada para condições ambientais externas, fora das condições normais, esta deve ser submetida a testes que simulam tais condições. Os testes devem ser realizados, de preferência, em toda a turbina. Se isso não for possível, os testes deverão ser realizados em todas as partes do sistema que serão afetados pela condição externa.

Todos os subsistemas elétricos críticos de segurança (por exemplo, geradores, painel de controle, motores, transformadores, aquecedores) devem ser avaliados e testados. Como exemplo, citam-se os ensaios para os geradores, os quais devem estar em conformidade com a IEC 60034-1, IEC 60034-2, IEC 60034-5 e IEC 60034-8.

O sistema elétrico de um aerogerador de pequeno porte e cada componente elétrico usado nele como controladores, geradores e similares, devem estar em conformidade com as partes aplicáveis das cláusulas 4 a 15 da IEC 60204-1.

A estrutura de suporte é um componente crítico. Se a área do rotor for maior do que 2 m², a sua estrutura de suporte deve ser incluída como parte do sistema.

Para a confecção dos manuais a norma estipula que estes forneçam uma descrição clara dos requisitos de montagem, instalação, operação e manutenção do equipamento. Essa documentação também deverá fornecer informações específicas para a manutenção.

Toda a documentação deve informar ao usuário que as instruções de segurança devem ser seguidas. Ainda, nesse documento deve-se referenciar o modelo da turbina, número serial e ser redigida com linguagem de fácil compreensão.

A norma ainda possui 7 anexos. São eles:

- Anexo A - Certificação de tipo para pequenas turbinas eólicas (*Type certification of small wind turbines -SWT*);
- Anexo B - Parâmetros de projeto para descrever a classe S de pequenas turbinas eólicas (*Design parameters for describing SWT class S*);
- Anexo C - Modelos estocásticos de turbulência (*Stochastic turbulence models*);

- Anexo D - Descrição determinística da turbulência (*Deterministic turbulence description*);
- Anexo E - Fatores de segurança parciais para materiais (*Partial safety factors for materials*);
- Anexo F - Desenvolvimento das equações de design simples (*Development of the simple design equations*); e,
- Anexo ZA - Referências normativas para publicações internacionais com suas publicações europeias correspondentes (*Normative references to international publications with their corresponding European publications*).

3.2 Normas para a metodologia de testes de aerogeradores

Segundo a Portaria n.º 85 de 24 de fevereiro de 2014 do Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior - Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia - INMETRO, na qual são estipulados os Requisitos de Avaliação da Conformidade para Aerogeradores (RAC), a metodologia para testes de aerogeradores deve obedecer ao estabelecido nos critérios do Programa de Avaliação de Conformidade para Aerogeradores, focando no desempenho através do mecanismo de certificação, atendendo aos requisitos especificados na norma técnica IEC 61400-11 e ABNT NBR IEC 61400-12-1.

3.2.1 Medição e análise do desempenho de turbinas eólicas (IEC 61400-12-1)

A IEC 61400-12-1 tem como objetivo proporcionar um método uniforme que assegura a consistência, precisão e reprodutibilidade na medição e análise do desempenho de turbinas eólicas. A norma foi elaborada com a expectativa de ser aplicada por fabricantes, compradores, operadores e projetistas de turbinas eólicas.

Esta norma fornece orientação na medição, análise e geração de relatórios de testes de desempenho para turbinas eólicas. Deve ser aplicada por todas as partes para assegurar que o desenvolvimento contínuo e operacional das turbinas eólicas será realizado numa atmosfera consistente e precisa com comunicação relativa e foco nas preocupações ambientais. Ainda apresenta a metodologia para medição, relatando procedimentos esperados para fornecer resultados precisos. Em contrapartida, os usuários da norma devem estar conscientes das

diferenças que surgem de grandes variações de cisalhamento do vento e turbulência, e dos critérios escolhidos para a seleção de dados.

Um elemento chave nos testes de desempenho de energia é a medição da velocidade do vento. Logo a norma prescreve o uso de anemômetros de copos para medir a velocidade do vento. Este instrumento é considerado adequado para este tipo de teste. Mesmo em túneis de vento adequados, os procedimentos de calibração devem ser respeitados. Ferramentas e procedimentos para a classificação dos anemômetros de copo são dadas nos Anexos I e J. Assim como a IEC 61400-2, a IEC 61400-12-1 apresenta no Capítulo 2 as referências normativas e no Capítulo 3 apresenta os termos e definições, os quais, alguns já foram destacados no subitem 3.2.1.

O Capítulo 4 trata dos símbolos e abreviaturas utilizados na norma.

As preparações para os testes de desempenho estão descritas no Capítulo 5. Em seus subcapítulos estão detalhados os itens a serem considerados para a melhor análise dos equipamentos, tais como:

- Conexão elétrica: A turbina eólica e sua conexão elétrica devem ser descritos e documentados para identificar exclusivamente uma configuração específica da máquina que é testada;
- Local de teste: No local de teste um mastro meteorológico deverá ser instalado para determinar a velocidade do vento que aciona a turbina eólica;
- A localização do mastro meteorológico: Este deverá ser escolhido com cautela, uma vez que ele não deverá estar localizado muito perto da turbina de vento, pois essa aproximação poderá influenciar no vento que incidirá na turbina. E também não deverá estar localizado muito longe da turbina eólica, uma vez que a correlação entre a velocidade do vento e a saída de energia elétrica será reduzida. Sendo assim, o mastro meteorológico deverá ser posicionado a uma distância, a partir da turbina, de 2 a 4 vezes o diâmetro do rotor.

O Capítulo 6 descreve os itens que devem ser analisados para os testes do equipamento. São eles:

- Potência elétrica: A energia elétrica líquida da turbina eólica deve ser medida utilizando dispositivos de medição de energia (por exemplo, transdutor de potência);

- Velocidade do vento: as medições da velocidade do vento devem ser feitas com um anemômetro de copos;
- Direção do vento: deve ser medida com um cata-vento.

Além desses testes, o capítulo 6 ainda orienta sobre como proceder para os demais testes, tais quais, medição da densidade do ar, velocidade de rotação e ângulo de inclinação, condição das lâminas, sistema de controle da turbina e o sistema de aquisição de dados.

Os procedimentos de medição são explanados no Capítulo 7. De uma forma geral, pode-se dizer que o objetivo do procedimento de medição é coletar dados que atendam a um conjunto de critérios definidos, para assegurar a quantidade e qualidade de informações necessárias para determinar, com precisão, as características de desempenho de uma turbina. Durante o período de medição, a turbina eólica deve estar em funcionamento normal e os dados devem ser recolhidos continuamente a uma taxa de amostragem de 1 Hz ou superior. Dados discrepantes e colhidos em situações adversas às normais devem ser rejeitados.

O procedimento de normalização dos dados, descrito no Capítulo 8, sugere que os conjuntos de dados selecionados devem ser corrigidos para duas densidades de ar de referência. Uma será a densidade do ar no nível do mar, referindo-se a uma atmosfera padrão ISO (1,225 kg/m³) e a outra será a média dos dados de densidade de ar medida no local de teste durante o período de dados válidos. Todo o procedimento pode ser analisado diretamente no Capítulo 8. No Capítulo 9 encontra-se a normalização para a redação final do relatório de testes. A norma ainda possui 11 anexos. São eles:

- Anexo A - Avaliação de obstáculos no local de ensaio (*Assessment of obstacles at the test site*);
- Anexo B - Avaliação do terreno no local de teste (*Assessment of terrain at the test site*);
- Anexo C - Procedimento de calibração do local (*Site calibration procedure*);
- Anexo D - Avaliação da incerteza de medição (*Evaluation of uncertainty in measurement*);
- Anexo E - Bases teóricas para a determinação da incerteza de medição utilizando o método de bins (*Theoretical basis for determining the uncertainty of measurement using the method of bins*);

- Anexo F - Procedimento de calibração do anemômetro de copos (*Cup anemometer calibration procedure*);
- Anexo G - Montagem de instrumentos no mastro meteorológico (*Mounting of instruments on the meteorological mast*);
- Anexo H - Testes do desempenho de potência de pequenas turbinas eólicas (*Power performance testing of small wind turbines*);
- Anexo I - Classificação da anemometria (*Classification of anemometry*);
- Anexo J - Avaliação da anemometria de copos (*Assessment of cup anemometry*);
- Anexo K - Comparação *in situ* de anemômetros (*In situ comparison of anemometers*).

3.2.2 Medição de ruído (IEC 61400-11)

IEC 61400-11 apresenta procedimentos de medição que permitem que as emissões de ruído de uma turbina eólica sejam caracterizadas. Isto envolve a utilização de métodos de medição para a avaliação de emissões de ruído em locais perto da máquina, a fim de evitar erros, devido à propagação de som, mas longe o suficiente para permitir a dimensão da fonte finita. Os procedimentos descritos são diferentes em alguns aspectos daqueles que seriam adotados para avaliação do ruído em estudos sonoros. Eles destinam-se a facilitar a caracterização de ruído da turbina eólica com respeito a uma gama de velocidades de vento e indicações.

As normas que foram destacadas nesse Capítulo visam informar quais os procedimentos e testes devem ser levados em consideração para a certificação e concepção de um equipamento eólico a campo. Todavia completado o estudo não se encontrou nenhuma norma que descreva uma metodologia para proceder-se testes em laboratório com protótipos em escala reduzida. Alé *et. al*, 2002, propõe uma adaptação do Anexo H da IEC 61400-12-1 (ANEXO C) para analisar o desempenho de pequenos aerogeradores testados em laboratório e essa metodologia mostrou-se capaz de produzir resultados satisfatórios.

Como essa dissertação trabalha com a possibilidade de no futuro construir-se uma turbina real, esse estudo prévio das normas servirá como ponto de partida para a construção e certificação do equipamento real.

4. METODOLOGIA

4.1 Dimensionamento do Protótipo

4.1.1 Cálculo da corda e do ângulo de torção das pás: Teoria do Elemento de Pá

Para o dimensionamento das pás do aerogerador, utiliza-se a teoria do elemento de pá, assumindo-se o coeficiente de potência ótimo de Betz (C_{PBetz}).

O coeficiente de potência relaciona a potência extraída do escoamento pela turbina eólica com a potência disponível no vento. Betz demonstrou que o máximo coeficiente de potência teórico de uma turbina eólica de eixo horizontal é 0,593. Em uma turbina real existem efeitos que causam redução da máxima potência que pode ser extraída. O coeficiente de potência pode ser expresso diretamente como uma função da razão de velocidades antes (v_1) e após (v_3) a turbina, conforme se visualiza na Figura 26 [Wind Power Plants, 2012].

$$C_{P\text{ Betz}} = \frac{1}{2} \left[1 - \left(\frac{v_3}{v_1} \right)^2 \right] \left[1 + \frac{v_3}{v_1} \right] \quad (4.1)$$

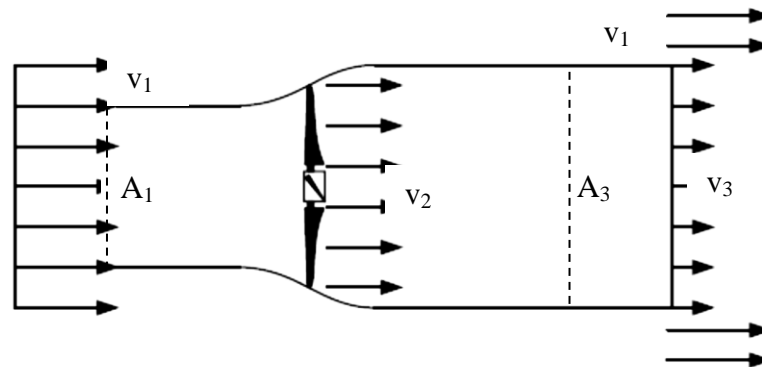


Figura 26 - Escoamento de ar através de uma turbina ideal de Betz

Fonte: Adaptado de Wind Power Plants, 2012.

O coeficiente de potência depende da razão das velocidades v_3/v_1 . Esta relação é expressa graficamente na Figura 27, a qual apresenta o máximo coeficiente de potência dada uma certa razão de velocidades.

Para uma relação de velocidades $v_3/v_1 = 1/3$ o coeficiente de potência é máximo, conhecido como coeficiente de potência de Betz ($C_{P\text{ Betz}} = 16/27 = 0,593$).

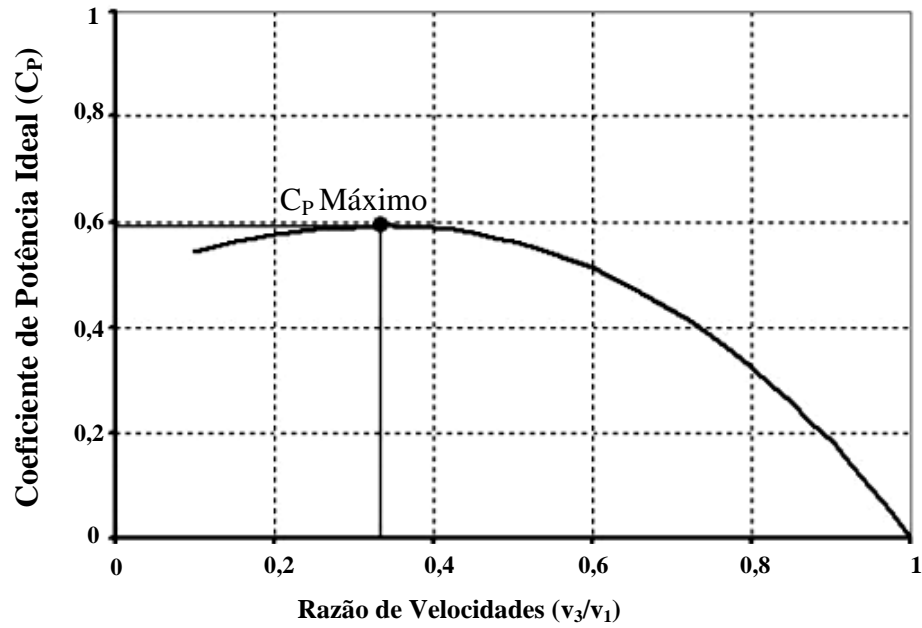


Figura 27 - Coeficiente de potência em função da razão de velocidades

Pela teoria do Elemento de Pá [Burton, 2001] são definidas as dimensões das pás, conforme Figura 28.

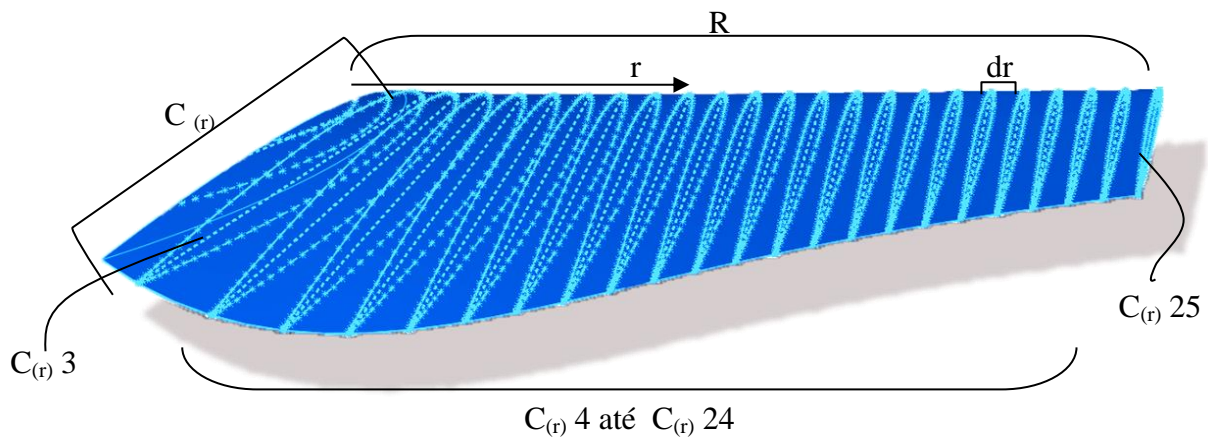


Figura 28 - Elementos de pá

em que:

dr - largura incremental uniforme ao longo de toda a pá, com valor constante de 0,01 m;

r - é a posição ao longo do eixo;

R - é o comprimento da pá;

$C(r)$ - é o comprimento de corda.

Com as Equações (4.2) e (4.3) (Burton, 2001, Gasch e Twele, 2002), consegue-se determinar o comprimento da corda $C_{(r)}$ e o ângulo de torção $\beta_{(r)}$.

$$C_{(r)} = \frac{1}{n} 2\pi R \frac{8}{9C_l} \frac{1}{\lambda_D \sqrt{\lambda_D^2 \left(\frac{r}{R}\right)^2 + \frac{4}{9}}} \quad (4.2)$$

em que:

$C_{(r)}$ é a corda do perfil aerodinâmico em cada posição r ;

R é o raio do protótipo;

C_l é o coeficiente de sustentação específico para o perfil aerodinâmico escolhido;

λ_D é a razão de ponta de pá;

n é o número de pás.

$$\beta_{(r)} = \underbrace{\arctan\left(\frac{3r}{2R} \lambda_D\right)}_{\gamma} + \alpha_A \quad (4.3)$$

em que:

$\beta_{(r)}$ é o ângulo de torção da pá;

α_A é o ângulo de ataque;

γ é o ângulo formado entre o vento relativo (w) e o vento incidente (v_2).

O Ângulo de Ataque (α_A) indica a inclinação do perfil em relação ao vetor velocidade do vento relativo. Segundo Burton, 2001, Gasch e Twele, 2002, o ângulo de ataque ótimo para turbinas de eixo horizontal fica em torno de 10° , sendo esse o valor definido para o presente projeto.

Na Figura 29 são destacados os ângulos e suas relações com o triângulo de velocidades (vento relativo (w), vento incidente (v_2) e velocidade tangencial ($u_{(r)}$)), e forças aerodinâmicas (Sustentação (d_L) e Arrasto (d_D)), sendo que as forças atuantes nas pás são discutidas no subcapítulo 4.1.2.

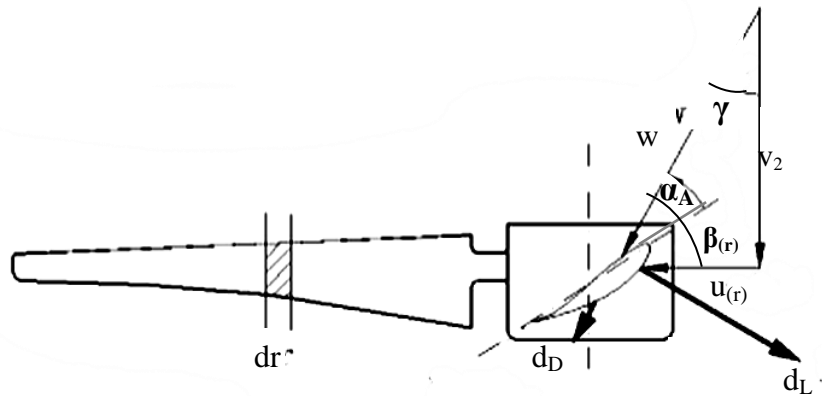


Figura 29 - Ângulos.

Adaptado, Gasch and Twele, 2002.

Para definir as dimensões da pá, emprega-se as Equações (4.2) e (4.3), considerando os parâmetros de projeto (Tabela 3), resultando nos valores da Tabela 4.

Os parâmetros foram definidos de acordo com o que se segue:

- a) *Razão da Velocidade de Ponta de pá* - Definido através da análise da Figura 30.

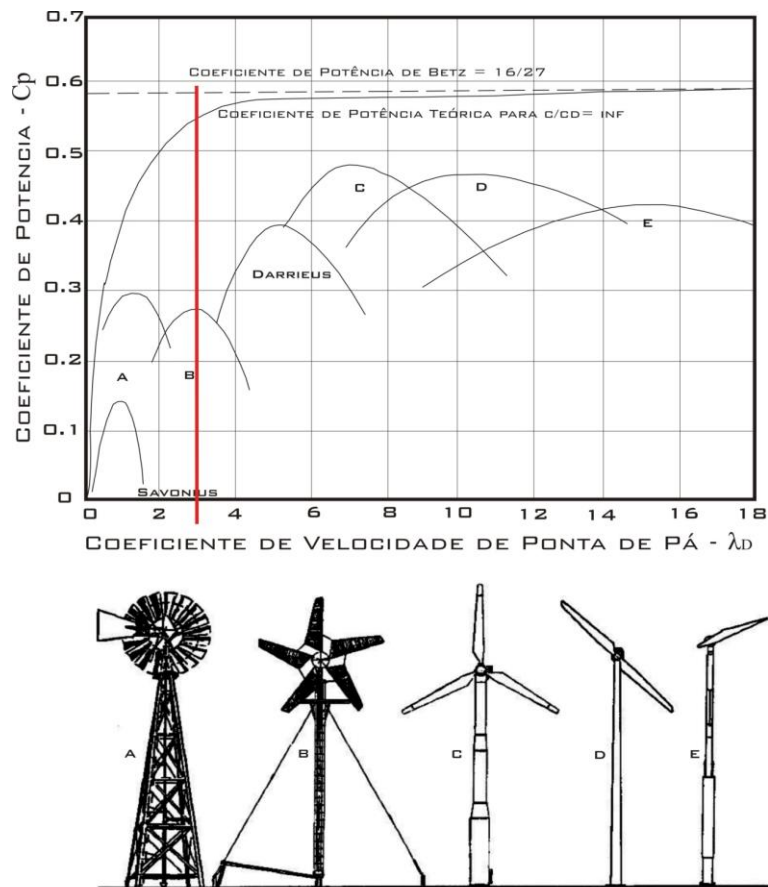


Figura 30 - Valor de λ_D para equipamentos com variados número de pás.

Adaptado de Gasch and Twele, 2002.

- b) *Número de Pás* - Escolhido conforme revisão anterior (Verdum, 2013).
- c) *Velocidade Angular (Ω)* – Definida através de

$$\Omega = \frac{v_{\infty} \lambda_D}{R} \quad (4.4)$$

$$\lambda_D = \frac{\Omega R}{v_{\infty}} \quad (4.5)$$

Em que $v_{(\infty)}$ é a velocidade nominal, λ_D é a razão de ponta de pá e R é o raio do protótipo.

- d) *Potência Máxima* - Para o cálculo da potência máxima utiliza-se o máximo coeficiente de potência, ou seja, $C_{P \text{ Betz}}$. Para calcular-se a potência teórica em watts que o protótipo irá gerar, tem-se:

$$P_{max} = C_{P \text{ Betz}} \left(\frac{1}{2} \rho A v_{\infty}^3 \right) \quad (4.6)$$

- e) *Torque Máximo* - Para o cálculo também se considera o máximo coeficiente de potência. Logo, tem-se o máximo torque teórico como:

$$T_{w \text{ máx}} = \frac{1}{2} \rho \pi R^3 v_{\infty}^2 \frac{C_{P \text{ Betz}}}{\lambda_D} \quad (4.7)$$

- f) *Potência Disponível do Vento (P_d)* - Para fins de cálculo considera-se a Equação (4.6) sem utilização do $C_{P \text{ Betz}}$.
- g) *Potência Extraída do Vento (P_e)* - Faz-se uma análise comparativa entre os dados de catálogo de alguns equipamentos que foram testados e simulados. Com essa análise observa-se que geralmente o $C_{P \text{ Real}}$ é, em média, 25% menor que o $C_{P \text{ Betz}}$. O que resulta em uma potência menor na mesma proporção a partir do momento que se lança na Equação (4.6) o valor do $C_{P \text{ Real}}$ no lugar do $C_{P \text{ Betz}}$. Toda essa análise é necessária para uma previsão do torque real da turbina, afim de que se determine a capacidade

nominal que um torquímetro digital precisa possuir para, após a experimentação, informar os valores lidos do torque estático apresentados pelo protótipo, quando exposto à velocidade de até 10 m/s no túnel aerodinâmico.

- h) *Coeficiente de Arrasto (C_D); Coeficiente de Sustentação (C_L); ε (C_L/C_D)* - Para a determinação dos valores correspondentes a C_D e C_L utiliza-se a análise gráfica da Figura 31 [Paul Zander, 2014] combinada com os dados dispostos no website *Airfoil Tools* (Figura 32), o qual é um banco de dados que possui uma vasta gama de informações de diversos perfis aerodinâmicos.

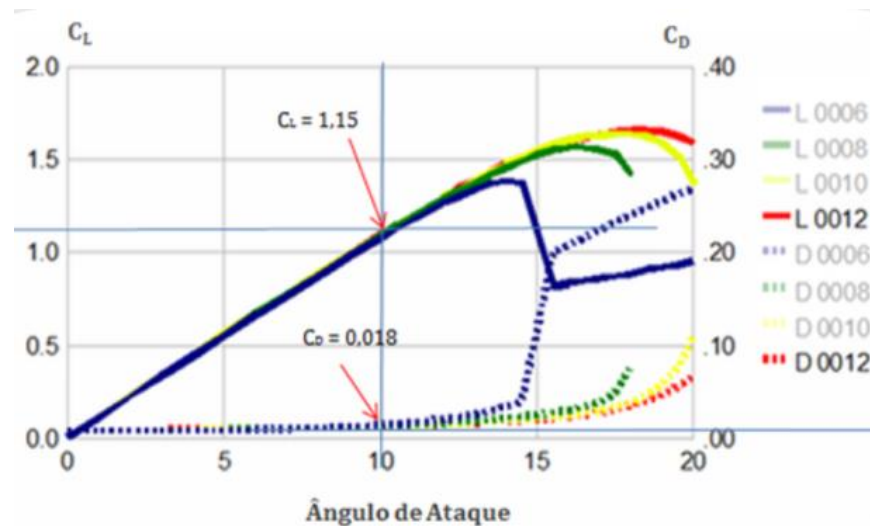


Figura 31 - Relação C_L/C_D para Perfis NACA 0012 - $Re = 200.000$ e $\alpha_A = 10^\circ$

XFOIL Version 6.96		
Calculated polar for: NACA 0012 AIRFOILS		
1 1 Reynolds number fixed		
Re = 0.200 e 6		
alpha	CL	CD
8.250	0.8690	0.02173
8.500	0.8890	0.02251
8.750	0.9087	0.02387
9.000	0.9291	0.02472
9.250	0.9492	0.02559
9.500	0.9693	0.02734
9.750	0.9882	0.02844
10.000	1.0571	0.02966

Figura 32 - Relação C_L/C_D para Perfis NACA 0012 - $Re = 200.000$ e $\alpha_A = 10^\circ$

O número de Reynolds (Re) é um valor adimensional que mede a relação entre as forças de inércia e as forças viscosas e descreve o grau de escoamento, podendo este ser laminar ou turbulento. O número de Reynolds é dado por:

$$Re = \frac{\rho v l}{\mu} = \frac{v l}{\nu} \quad (4.8)$$

em que:

v é a velocidade do ar (10 m/s);

$l = C_{(r)}$ e é o comprimento da corda do aerofólio (0,119 m);

ρ é a densidade do ar;

μ é a viscosidade dinâmica do ar;

ν é a viscosidade cinemática do ar a 20° C (1,5111E-5 m²/s).

Com os valores das variáveis determinados teremos os protótipos expostos a um escoamento turbulento.

Ressaltando ainda que, para as pás de uma turbina eólica, o que se procura é o menor arrasto possível com a maior sustentação, isto é, a razão (ϵ) entre o Coeficiente de Sustentação (C_L) e o Coeficiente de Arrasto (C_D), para perfis de alta qualidade, espera-se um valor acima de 60 [Gasch and Twele, 2002].

De posse do descrito, e pela gama de informações disponíveis, no comparativo entre os perfis, opta-se pelo perfil aerodinâmico NACA 0012 (Figura 33).

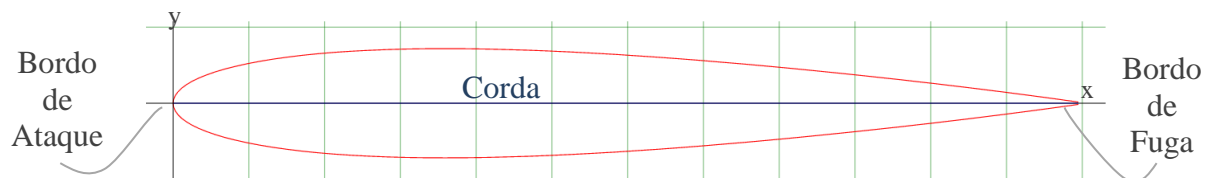


Figura 33 - Perfil aerodinâmico NACA 0012

Tabela 3 - Parâmetros de projeto

Parâmetros	Raio (R)	Diâmetro (D)	Área (A)	π	Massa específica do ar (ρ)	Nº de pás (n)
Valor	0,25	0,5	0,196	3,141592654	1,225	5
Unidade	m	m	m ²	Adimensional	kg/m ³	Adimensional
	$C_{P\text{ Betz}}$	Partes divididas	Velocidade Angular (Ω)	dr	Razão de veloc. Ponta de pá (λ_D)	Potência Máx.
	0,593	25	120	0,01	3	71,27
	Adimensional	Arbitrado	rad/s	m	Adimensional	W
	Torque Máx.	Potência Disp. Vento (P_d)	$C_{P\text{ Real}}$	Potência extraída Vento (P_e)	Torque Real	Velocidade Nominal (v_{∞})
	0,593	120,26	0,444	53,52	0,45	10
	Nm	W	Adimensional	W	Nm	m/s
	Coef. de Arrasto (C_D)	Coef. de Sustentação (C_L)	ε (C_L/C_D)	Ângulo de Ataque (α_A)	r	Perfil Aerod.
	0,018	1,15	63,89	10	0,01- 0,25	NACA 0012
	Adimensional	Adimensional	Adimensional	°	m	

Tabela 4 - Definição das pás da turbina

Nº da Corda	r (m)	$C_{(r)}$ (mm)	$\gamma_{(r)}$ (°)	$\beta_{(r)}$ (°)
$C_{(r)1}$	0,01	119,49	10,20	20,20
$C_{(r)2}$	0,02	114,24	19,80	29,80
$C_{(r)3}$	0,03	106,83	28,37	38,37
$C_{(r)4}$	0,04	98,53	35,75	45,75
$C_{(r)5}$	0,05	90,25	41,99	51,99
$C_{(r)6}$	0,06	82,49	47,20	57,20
$C_{(r)7}$	0,07	75,48	51,56	61,56
$C_{(r)8}$	0,08	69,25	55,22	65,22
$C_{(r)9}$	0,09	63,78	58,31	68,31
$C_{(r)10}$	0,1	58,96	60,95	70,95
$C_{(r)11}$	0,11	54,74	63,20	73,20
$C_{(r)12}$	0,12	51,01	65,16	75,16
$C_{(r)13}$	0,13	47,71	66,86	76,86
$C_{(r)14}$	0,14	44,78	68,36	78,36
$C_{(r)15}$	0,15	42,17	69,68	79,68
$C_{(r)16}$	0,16	39,83	70,85	80,85
$C_{(r)17}$	0,17	37,72	71,90	81,90
$C_{(r)18}$	0,18	35,81	72,85	82,85
$C_{(r)19}$	0,19	34,07	73,70	83,70
$C_{(r)20}$	0,2	32,50	74,48	84,48
$C_{(r)21}$	0,21	31,05	75,18	85,18
$C_{(r)22}$	0,22	29,73	75,83	85,83
$C_{(r)23}$	0,23	28,51	76,42	86,42
$C_{(r)24}$	0,24	27,38	76,97	86,97
$C_{(r)25}$	0,25	26,34	77,47	87,47

4.1.2 Forças atuantes nas pás.

Através de análise efetuada com auxílio de equações e interação de planilhas em software específico, determina-se as forças que irão atuar em cada segmento da pá. Com esses dados, estima-se então os valores da Força de Sustentação (d_L), Força de Arrasto (d_D), Força Circunferencial (d_U), Força Axial ou Empuxo (d_T) e Torque para a turbina estática (Equação (4.9), (4.10), (4.11), (4.12) e (4.14) respectivamente). Lembrando que, o experimento trabalha com um equipamento que mede apenas torque estático (T_{WE}), logo a velocidade do vento relativo ou velocidade aparente (w) (Figura 34) é desconsiderada e, para fins de cálculo, apenas a velocidade nominal v_∞ é utilizada para resolução das equações.

$$d_L = \frac{\rho}{2} w^2 C_{(r)} dr C_L \alpha_A \quad (4.9)$$

$$d_D = \frac{\rho}{2} w^2 C_{(r)} dr C_D \alpha_A \quad (4.10)$$

em que $w = v_\infty$

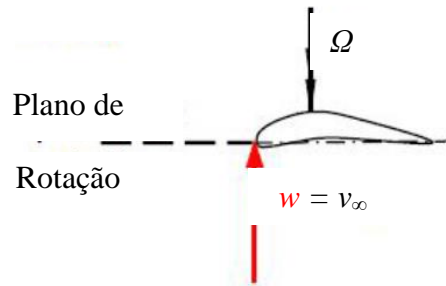


Figura 34 - Condição para turbina estática

$$d_U = d_L \cos(\gamma) \quad (4.11)$$

$$d_T = d_L \sin(\gamma) + d_D \cos(\gamma) \quad (4.12)$$

No caso desse projeto, a fim de prever o torque mecânico para o equipamento estático, utiliza-se o descrito por Gasch e Twele, 2002 e determina-se um novo Ângulo de Ataque (α_A) através da relação que considera o α_A como a diferença entre 90° e o Ângulo de

Torção das pás ($\beta_{(r)}$). Com esse novo α_A consulta-se novamente o Airfoil Tools e calcula-se os novos Coeficientes de Sustentação. Com eles em mãos estimam-se os valores descritos na Tabela 5, definidos através da Equação (4.14).

A Equação (4.13) trabalha com a determinação da potência para uma seção da pá (d_P), no entanto, como o equipamento está parado, ou seja, com velocidade angular (Ω) igual a zero, não há variação do raio local (r) e não teremos geração de potência. Desconsiderando esses dois termos, o que sobra resultará no Torque Mecânico Estático (T_{WE}).

$$d_P = n d_U \Omega r \quad (4.13)$$

$$dT_{WE} = n d_U r \quad (4.14)$$

Na Figura 35 é possível observar um esquema das forças que atuam nas pás de uma turbina eólica.

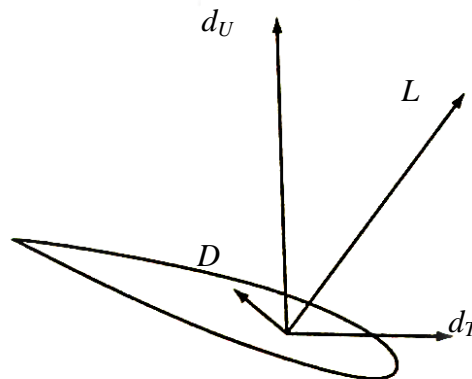


Figura 35 - Forças atuantes nas pás

Adaptado de Burton, T., 2001, Wind Energy Handbook.

A seguir, na Tabela 5, é possível analisarmos os resultados para as forças atuantes nas pás e o torque estático. Nota-se que ao mudar o ângulo de ataque mudam-se as forças aerodinâmicas. Faz-se essa análise para determinar o torque gerado para cada ângulo de ataque e dimensionar-se um torquímetro digital com capacidade nominal de medição que suporte aos esforços quando o ângulo de ataque for de 10° e a velocidade do escoamento atingir 10 m/s.

Tabela 5 - Forças atuantes na turbina estática para α_A variando de 6° - 14°

Ângulo de Ataque (α_A)	d_L (N)	d_D (N)	d_U (N)	d_T (N)	T_{WE} (N.m)
6°	3,126	0,058	1,851	2,292	0,156
7°	3,675	0,068	2,176	2,694	0,184
8°	4,280	0,085	2,534	3,141	0,214
9°	4,976	0,111	2,946	3,659	0,249
10°	5,300	0,159	3,138	3,921	0,265
11°	6,651	0,175	3,938	4,907	0,333
12°	7,906	0,191	4,681	5,822	0,395
13°	7,187	0,218	4,256	5,319	0,359
14°	6,855	0,272	4,058	5,111	0,343

Mesmo que o presente projeto não preveja a análise experimental dinâmica do protótipo, fez-se a análise para quando este entrar em rotação. Na Tabela 6, pode-se observar as forças resultantes quando são consideradas a velocidade aparente e a velocidade angular. Nota-se que o torque é dinâmico (T_w) (Equação (4.16)) e, portanto, o equipamento gerará potência (Equação (4.15)). Vale ressaltar que os resultados descritos aqui, são obtidos apenas numericamente.

$$d_p = n \Omega r \frac{\rho}{2} C_L w^2 C_{(r)} dr \cos(\gamma) \quad (4.15)$$

$$dT_w = \frac{d_p}{\Omega} \quad (4.16)$$

Tabela 6 - Forças atuantes na turbina dinâmica para α_A variando de 6° - 14°

Âng. de Ataque (α_A)	d_L (N)	d_D (N)	d_U (N)	d_T (N)	d_p (W)	T_w (N.m)
6°	9,066	0,197	3,456	8,162	44,929	0,374
7°	11,721	0,269	4,468	10,558	51,034	0,425
8°	14,706	0,366	5,606	13,258	56,029	0,467
9°	18,124	0,482	6,909	16,352	61,380	0,511
10°	21,820	0,643	8,318	19,710	66,506	0,554
11°	25,466	0,867	9,708	23,048	70,563	0,588
12°	28,788	1,136	10,974	26,113	73,119	0,609
13°	29,865	1,585	11,385	27,246	70,021	0,584
14°	29,228	2,420	11,142	26,996	63,633	0,530

Com todas as variáveis necessárias conhecidas, dá-se início ao processo de fabricação do protótipo.

4.2 Processo Construtivo

Com as medidas de corda e do ângulo de torção e conhecendo-se o perfil aerodinâmico, projeta-se o protótipo no software de CAD 3D. A turbina projetada está exposta na Figura 36.

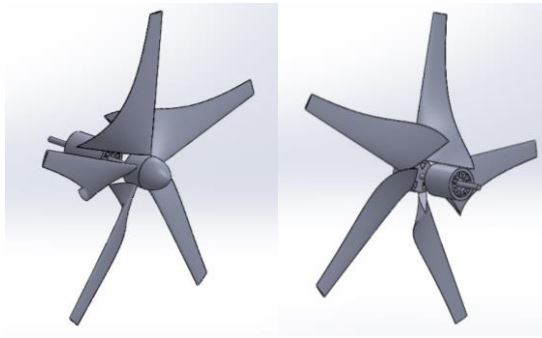


Figura 36 - Protótipo projetado em CAD 3D.

Para a construção do protótipo utiliza-se a tecnologia de impressão 3D. Foram solicitados orçamentos de empresas especializadas (APÊNDICE A). Como o menor orçamento supera, em muito, o valor disponível para essa finalidade, optou-se por se fazer a prototipagem com uma impressora 3D da marca Cliever modelo CL1 (Figura 37) disponibilizada pelo GMAp/NOTAq - Grupo de Mecânica Aplicada da UFRGS / Núcleo Orientado para Tecnologias Aquaviárias.

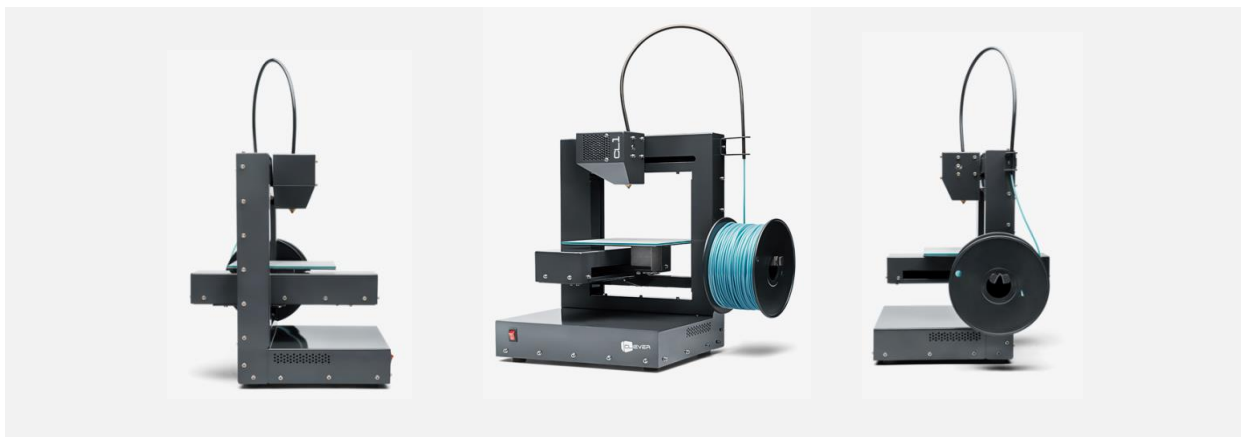


Figura 37 - Impressora Cliever CL1.

Dentre as características técnicas do equipamento destacam-se:

- Tamanho: Profundidade – 320 mm; Largura – 320 mm; Altura – 390 mm;
- Área de impressão: 180 mm x 180 mm x 100 mm;
- Mesa de impressão com controle de temperatura, variando de 0 °C até 190 °C;
- Bico de extrusão com controle de temperatura variando de 0 °C - 235 °C. Tanto na mesa quanto no bico, a variação ocorre de acordo com o material escolhido. Sendo que o ABS demanda maiores temperaturas e não executa um perfeito processo de impressão.
- Precisão de impressão: 100 microns a 300 microns (0,1 a 0,3 mm)
- Software de controle: Cliever Lab (Pro)
- Imprime em PLA e ABS. Preferencialmente PLA.
- Suporte a filamento 3 mm.
- Filamento: Rolos de 1 kg

4.2.1 Impressão 3D

A impressora utiliza a tecnologia de impressão 3D chamada *Fused Filament Fabrication (FFF)*. Utilizando como material de impressão o filamento plástico do tipo PLA (Plástico Láctico). O processo é executado camada por camada, por meio de finíssimos fios de plástico os quais, através de repetição constroem os objetos, [Cliever, 2015].

Para uma correta impressão deve-se gerar um arquivo 3D em algum software CAD que seja reconhecido pelo software Cliever Lab (Pro) salvando-o no formato .STL.

Depois de criado o arquivo, o próximo passo é submetê-lo a um software de correção e reparo das peças. No caso desse trabalho, utiliza-se o Netfabb online, disponível em <https://netfabb.azurewebsites.net>. No endereço descrito, o usuário deve se cadastrar com uma conta de e-mail, antes de ser liberado para começar a utilizar o serviço. Os demais passos são totalmente intuitivos e basta seguir o solicitado pela página.

Em seguida, após salvar as peças reparadas pelo Netfabb, abre-se o Cliever Lab e, navegando pelo menu lateral esquerdo, clica-se em “abrir” e seleciona-se o arquivo desejado.

Após configurar o software e posicionar a peça na bandeja de impressão virtual clica-se em “imprimir” e, enquanto a impressora esquenta, aplica-se cola no vidro da base.

Feito isso, fixa-se o vidro com os grampos e aguarda-se a impressão começar.

Destaca-se aqui, que antes de começar qualquer tipo de impressão é necessário que se conheça o Cliever Lab (Pro) e atente-se para algumas predefinições e configurações.

Os passos explicados resumidamente aqui, são amplamente discutidos no APÊNDICE B, o qual é um manual de procedimentos para prototipagem 3D.

4.2.2 Avaliações Preliminares

Antes de começar-se a impressão do protótipo, faz-se necessário lançar mão de alguns testes para conhecer melhor o equipamento e com isso gerar as melhores peças possíveis dentro do tempo hábil destinado para isso.

4.2.2.1 Resistência do material ao torque manual e rugosidade final

A primeira impressão leva 4 horas e 28 minutos para ficar pronta e é utilizada para testar a resistência do material ao torque manual e a rugosidade final da peça. De acordo com a densidade escolhida, a impressora gera divisões hexagonais internas na peça, conforme visualiza-se na Figura 38.

Para gerar essa estrutura na peça, nas configurações do Cliever Lab, na aba *configurações de impressão* (APÊNDICE B – Figura B 3) no valor correspondente à *densidade*, deve-se colocar 12% para as peças da base e do meio da pá. Contudo, a peça do topo das pás (Figura 39.b) possui um volume muito pequeno, com uma espessura máxima de 3 mm e, após a impressão, demonstra uma baixa resistência ao torque manual. Sendo assim, optou-se por aumentar a densidade destas peças para 70%, resultando em peças mais rígidas.



Figura 38 - Estrutura interna apresentada após feito o corte a 50 mm da base da pá

4.2.2.2 Materiais utilizados para reduzir a rugosidade

Convém ressaltar inicialmente que para a impressão total do protótipo faz-se necessário a divisão das pás em peças que sejam suportadas pela área de impressão da CL1, sendo que isso é melhor discutido no subitem 4.2.3.

Com isso em mente, parte-se para impressão das peças que formam as pás inteiras e ajudam nos testes para determinar os materiais utilizados para reduzir a rugosidade. Para unir-se as três partes que formam a pá utiliza-se cola instantânea de secagem rápida.

Para impressão das seis peças-teste que formam as duas Pás Ótimas de Betz são necessárias 14 horas e 23 minutos de impressão, sendo que dessas, 9 horas e 47 minutos são para as peças da base e do meio (Figura 39.a) e 4 horas e 36 minutos para as peças do topo (39.b). Lembrando que as peças do topo são impressas separadamente pois necessitam possuir uma densidade diferente das demais. No que diz respeito aos custos, nesse processo foram gastos R\$ 84,20.

Após impressas, as peças são unidas e levemente lixadas. Em seguida ao tratamento com lixa, utilizam-se alguns tipos de materiais para diminuir-se a rugosidade das pás. A lista completa dos materiais utilizados, suas respectivas imagens e os resultados encontrados com a análise através de simples tato são descritos nas Tabelas 7 e 8. Pode-se ainda visualizar o aspecto final das pás na Figura 40. Todos os materiais destacados são utilizados em poucas quantidades e por isso não são efetuados cálculos de custos individuais.

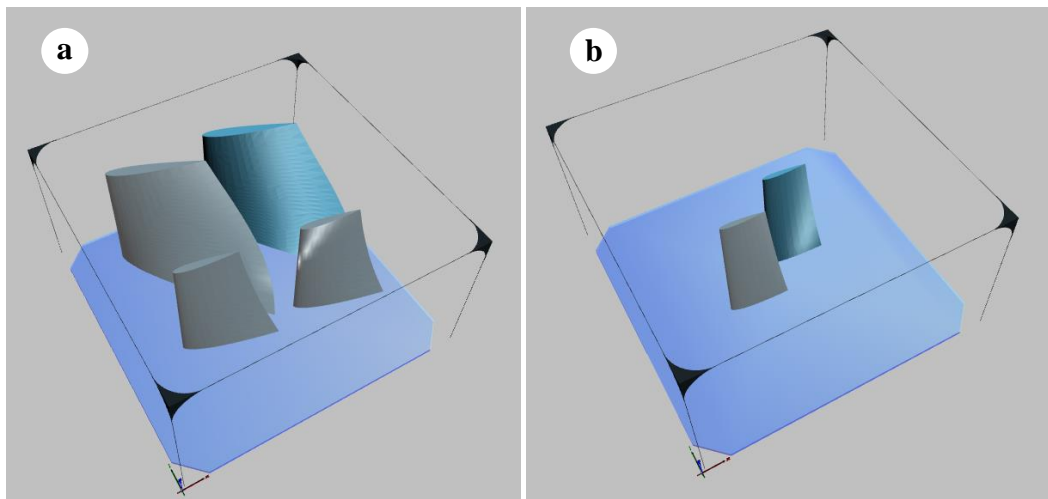


Figura 39 - Peças impressas para o teste: a) base e meio; b) topo da pá.

Fonte: Autoria Própria

Tabela 7 - Resultados dos materiais utilizados para os testes. Parte 1.






Material		Resultado
Lixa		Apresenta um resultado satisfatório. No entanto, ainda se observa na superfície da pá rugosidade sensível ao toque.
Esmalte de unhas		Reduz um pouco mais a sensação da rugosidade ao toque. Porém aumenta o peso da peça.
Verniz para madeira		Reduz consideravelmente a rugosidade. Porém, aumenta, muito o peso final da peça.
Massa adesiva epóxi		Reduz a rugosidade em níveis maiores que o verniz. Em contrapartida, precisa ser lixada e ainda assim o peso final mostra-se maior que o verniz. Outra dificuldade apresentada é a aplicabilidade do material sobre a superfície da pá, pois, além da aderência ser dificultosa, torna-se impossível garantir a homogeneidade da espessura da camada ao longo de toda a pá.
Tratamento com vapor de acetona		Esse tratamento é indicado para peças impressas com ABS e consta de colocar-se a peça em um recipiente com acetona líquida (de preferência pura). Em seguida aquece-se o recipiente até que o processo de evaporação se inicie. Após 10 minutos de exposição, a superfície começa a derreter e homogeneiza-se totalmente, tornando-se lisa. Infelizmente é ineficaz com o PLA, pois suas propriedades diferem do ABS e, portanto, não reagem com acetona.

Tabela 8 - Resultados dos materiais utilizados para os testes. Parte 2.

Material		Resultado
Cola de isopor		Mostra - se eficaz para reduzir a rugosidade. No entanto, ao secar evidenciam-se bolhas na superfície e aumento de peso da peça.
Cola de isopor combinada com papel filme PVC		Resulta em uma superfície lisa. Porém, o processo é demorado e seu resultado incerto.
Adesivo plástico para PVC		Ineficaz, pois não gera quase nenhuma diferença na rugosidade da peça após a aplicação de 3 camadas.
Papel contact		Material que demonstra o melhor resultado, pois não demanda muito tempo de aplicação e resulta em uma superfície muito lisa, além de modificar muito pouco a espessura da pá. No entanto torna-se ineficaz, pois apresenta problemas no acabamento final sobre o bordo de fuga da pá.

Após os testes com os diferentes materiais, optou-se por aplicar apenas tratamento com lixa nas peças. O tratamento utiliza lixas de diferentes granulações e tipos.

Para o primeiro processo, pelo acabamento grosseiro após finalizada a prototipagem 3D, utiliza-se lixa 120 para ferro. Em seguida, refina-se com lixas médias para madeira (granulação 200 e 240), até finalizar-se o processo com lixa d'água #500.

O processo não reduz totalmente a rugosidade das peças, e mesmo após o tratamento com lixa ainda se nota rugosidade sensível ao tato.

Todo o processo para as 10 pás demanda aproximadamente 10 horas de lixamento.

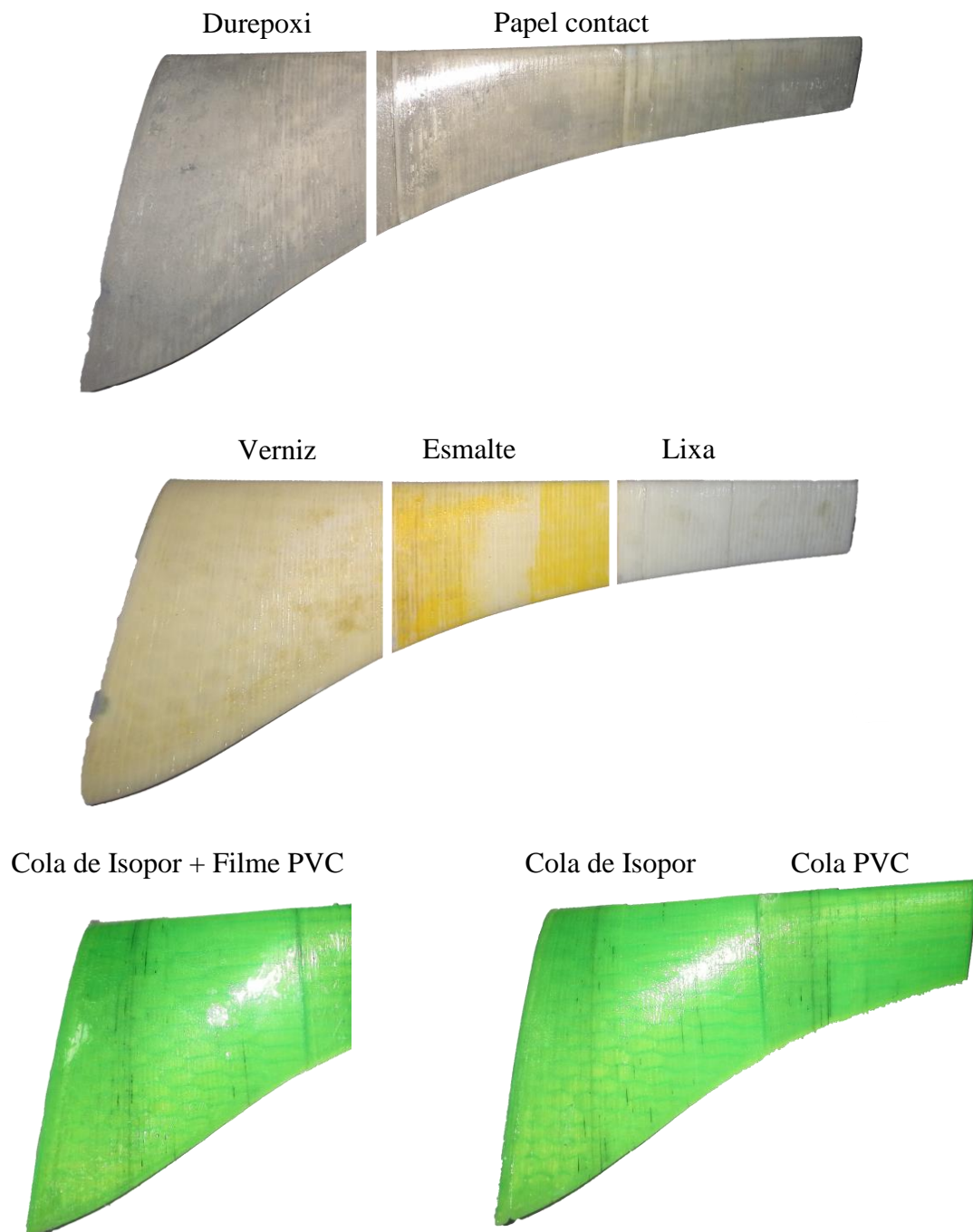


Figura 40 - Peças acabadas com diferentes tipos de materiais.

4.2.2.3 Decidindo entre a utilização de filamento PLA ou ABS

Para os testes com o ABS destinam-se aproximadamente 50 horas e com os testes do PLA são utilizadas mais 30 horas. Esse total de 80 horas permite a análise de qual o filamento resulta em um melhor produto final. Como já discutido no subitem 4.2.1.8 desse trabalho, o

PLA é escolhido por demonstrar uma melhor resolução final da peça impressa sem que as peças oriundas desse material apresentem derretimento, esmagamento, desprendimento da mesa ou distorções nas camadas impressas.

Na Figura 41 são mostrados dois conjuntos de peças: um impresso em PLA e outro em ABS. É possível notar que as camadas do ABS não são homogêneas. Muitas das vezes isso ocorre por não estarem corretamente depositadas umas sobre as outras. Também pode-se visualizar algumas peças de teste que são impressas com o ABS e apresentam problemas em seu produto final, tendo, assim, que inclusive fazer-se a interrupção antes de concluído o tempo total da impressão.

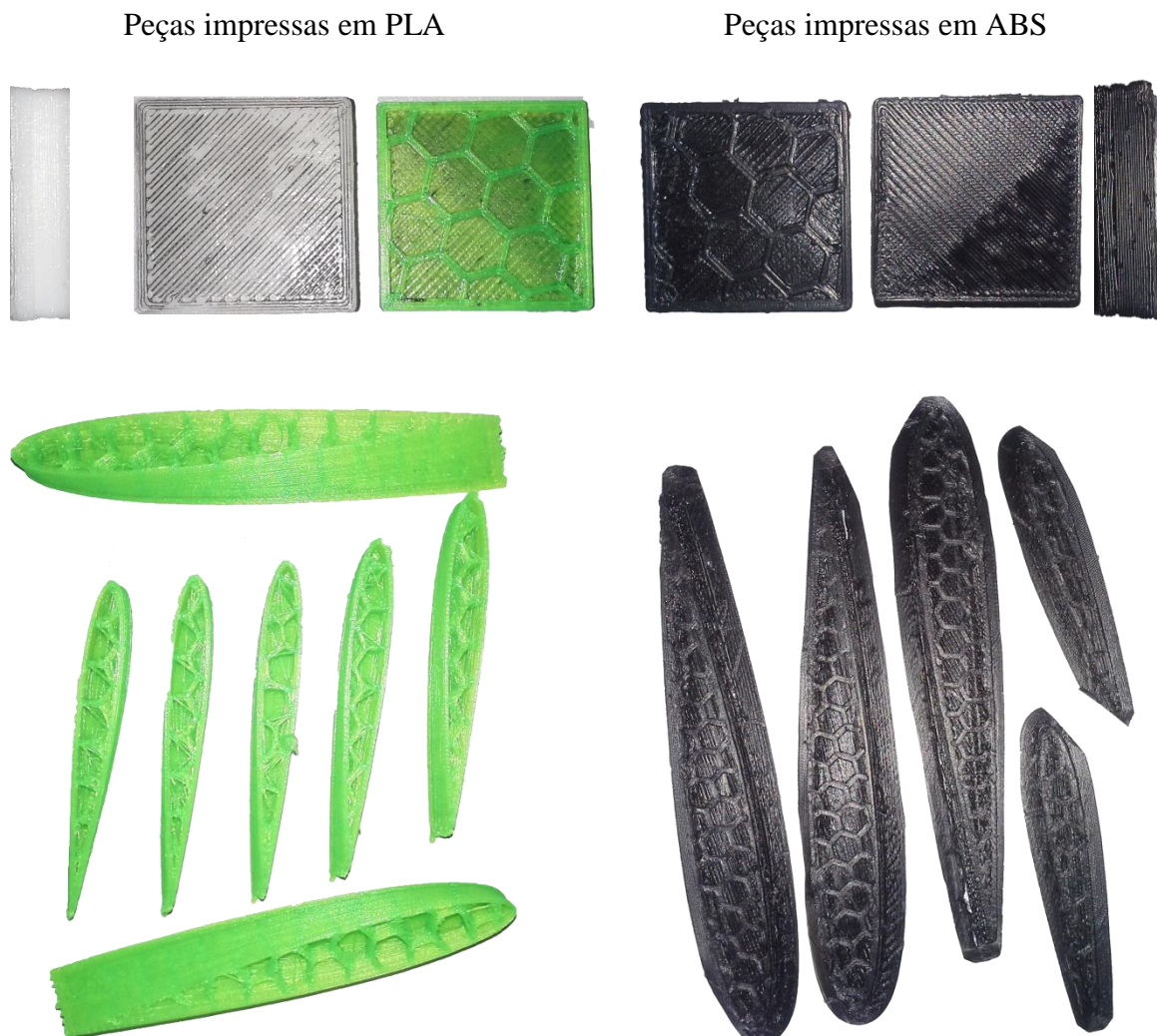


Figura 41 - Erros apresentados pelas peças impressas com ABS.

4.2.2.4 Criando furação guia para o encaixe das peças

Outro teste promovido é a impressão das peças com furação para encaixe de pinos, com a finalidade de não se cometer erros na hora do encaixe das partes. Podemos ver esse detalhamento na Figura 42, na qual faz-se o destaque dos dois tipos de pá contempladas por este estudo. No caso da mencionada figura, uma das pás tem a furação de encaixe, enquanto a outra não possui furos.

Realmente a furação mostra-se eficaz para auxiliar no encaixe perfeito das peças, e é adotada para todo o projeto. A peça do meio recebe furação nas duas extremidades (4 furos). Já as demais, base e topo, recebem dois furos cada, o que permite o encaixe perfeito com a parte subsequente. Como pino de encaixe ou pino guia, utiliza-se arame de aço de 1 mm de diâmetro e 10 mm de comprimento.

4.2.3 Prototipagem das peças

Para a impressão total do protótipo faz-se necessário, como já mencionado, a divisão das pás em peças que sejam suportadas pela área de impressão da CL1. No caso deste trabalho, o principal limitante é a altura de impressão, uma vez que as pás possuem 225 mm de altura enquanto a máxima altura de impressão da máquina é de 100 mm. Assim, para não se correr riscos de erro de impressão, divide-se as pás em três peças de 75 mm cada, conforme Figura 42.

No total são impressas 30 peças para gerar as 10 pás (cinco de cada turbina). Para facilitar a compreensão nomeia-se as peças como Topo, Meio e Base, tanto para a Pá Ótima de Betz (POB) como para a Pá Ótima de Betz Modificada (POBM). Logo, para a finalização do trabalho, cada conjunto de cinco pás demanda 15 peças (5 Topos, 5 Meios e 5 Bases).

A impressão destas peças necessita de muitas divisões de tempo, uma vez que a bandeja suporta a impressão de um grande número de peças por vez. No entanto, o tempo disponível para impressão noturna não ultrapassa 12 horas (começando às 19 horas da noite e terminando às 7 horas da manhã, por exemplo).

É válido mencionar que é possível imprimir-se uma quantidade de peças na qual o tempo de impressão supera às 40 horas. Todavia, isso não é viável pelo limitante de tempo e também não é aconselhável pelo risco de erros, como travamentos, pausas involuntárias ou a já mencionada falta de energia elétrica.

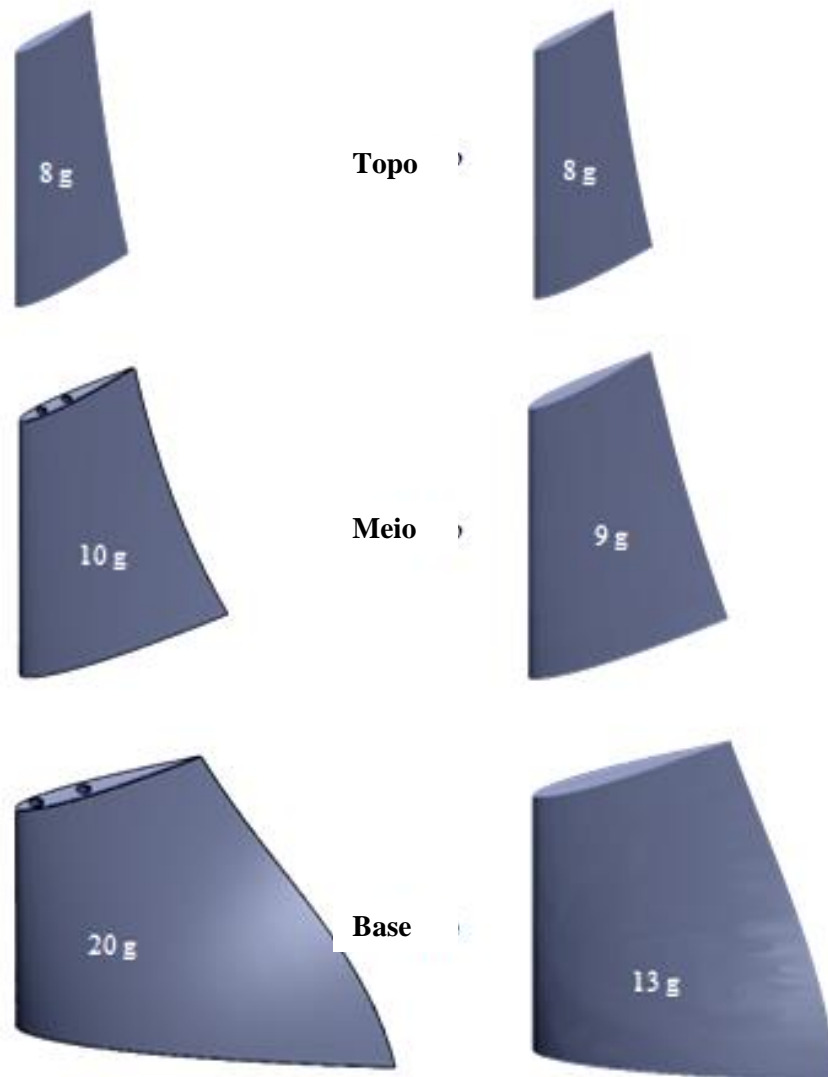
Pá Ótima de Betz**Pá Ótima de Betz Modificada**

Figura 42 - Divisão das pás em peças de 75 mm com peso descrito.

Também são impressos o hub e o eixo das turbinas. As peças 3D estão destacadas na Figura 43. As extrusões triangulares vistas nestas peças têm a finalidade de reduzir o material gasto e, por conseguinte o tempo de impressão, o peso final e o custo de cada peça.

No encaixe do eixo, o furo com diâmetro maior (22 mm) é projetado para ser o encaixe dos rolamentos e o de diâmetro menor (10 mm) para ser introduzido o eixo passante de 225 mm de comprimento sem haver contato entre a peça e o corpo do eixo. Já no hub, o furo central (8 mm) é para o encaixe do eixo compreendido por uma barra roscada, e os furos na face externa (2 mm) são para o encaixe das pás através de parafusos e porcas.

As peças possuem 50 mm de diâmetro e o hub é projetado para, junto com os 225 mm de cada pá, formar um aerogerador de 500 mm (Figura 44.a). Para tanto as pás precisam ser reduzidas em 25 mm. Sendo assim duas cordas e meia são retiradas do projeto das pás, conforme visualizado na Figura 44.b.

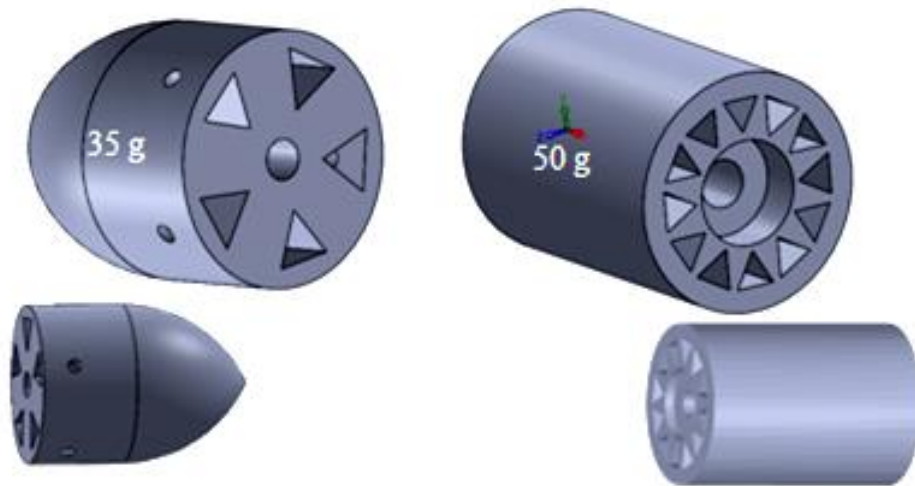


Figura 43 - Hub e encaixe do eixo das turbinas.

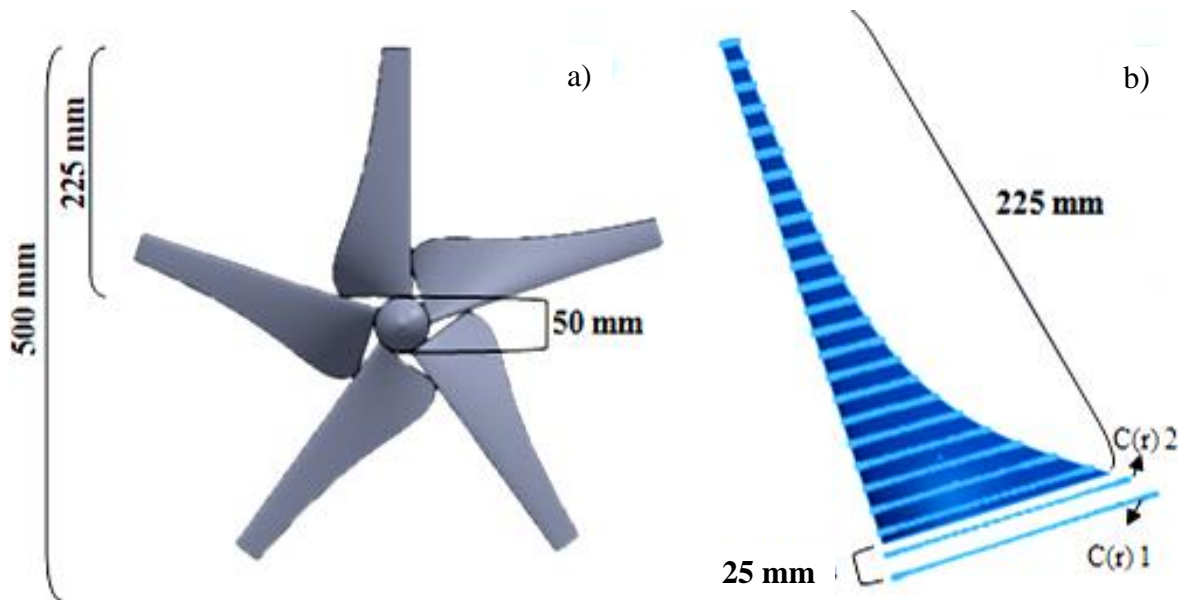


Figura 44 - Detalhamento: a) das dimensões das turbinas; b) da redução das pás.

4.2.4 Custos

O processo de impressão da turbina necessitou de 100 horas para ser concluído, e resultou em um gasto final de 480 g de filamento, sendo que desses, 255 g são para a turbina com Pás Ótimas de Betz e 225 g para a turbina com Pás Ótimas de Betz Modificadas. Além disso, utiliza-se 1 tubo de cola PVC para fixação das peças na mesa de impressão, 6 folhas de lixa para o acabamento, 1 tubo de 10 g de adesivo instantâneo para a montagem das peças, e uma balança de precisão modelo SF - 400 para a pesagem das peças (Figura 45). Suas especificações técnicas são:

- Alta Precisão Eletrônica de 1 g a 10 kg;
- Capacidade de até 10 kg. Graduação de 1 em 1 grama;
- Equipado com um sistema de alta precisão de calibragem e sistema de tara;
- Função para pesar em gramas ou onça;
- Visor de cristal líquido LCD. Desliga automaticamente após o uso.
- Alimentação: duas pilhas AA. Indica quando as pilhas precisam ser trocadas;
- Peso da balança: 360 gramas. Diâmetro do prato 14,5 cm;
- Dimensões aproximadas 16 cm (largura) x 3,5 cm (altura) x 24 cm (comprimento);



Figura 45 - Balança digital de alta precisão eletrônica.

O processo de testes resulta em 80 horas de impressão e as 28 peças reservas (sendo 27 peças sobressalientes para uma possível substituição nas pás e 1 hub) demandam mais 21 horas e pesam 342 g.

Logo, no total são necessárias aproximadamente 200 horas de impressão, 822 g de filamento, resultando num gasto total de R\$ 1.005,00 considerando os testes (R\$ 400,00), peças reservas (R\$ 105,00), protótipos (R\$ 500,00) e o custo da máquina.

Com isso, se for levada em conta apenas a impressão do protótipo, pode-se dizer que o custo do processo de prototipagem 3D é quase vinte vezes menor do que o menor orçamento dentre as empresas especializadas (APÊNDICE A). Ainda se considerarmos todo o gasto (testes, peças reservas e protótipo), essa diferença decresce para a metade, ou seja, é cerca de dez vezes menor. Sendo assim, acredita-se que a decisão de imprimir pessoalmente é uma excelente escolha, por mais trabalhoso que o processo se mostre.

4.2.5 Montagem do equipamento

Como já mencionado, a montagem das pás dá-se através da união feita com cola de secagem rápida.

Para a união das pás ao hub utilizaram-se cinco parafusos com diâmetro de 2 mm que são introduzidos nas pás (1 cm) e fixados através de cola instantânea.

Com isso definido, a ligação do hub ao eixo dá-se através de uma barra roscada de 8 mm de diâmetro e 225 mm de comprimento. Nessa barra roscada são inseridos nessa ordem: uma porca, um rolamento, uma peça de encaixe do eixo, mais um rolamento e por fim outra porca finalizando todo o conjunto do eixo.

Para reduzir ainda mais o atrito, aplica-se óleo desengripante nos rolamentos e na seção da barra roscada (que atravessava toda a seção da peça de encaixe do eixo) e as proteções laterais dos rolamentos são retiradas. Todo o conjunto é montado sobre um tripé de filmadora, adaptado para receber as turbinas e o torquímetro e suportar os esforços oriundos do escoamento do canal. A Figura 46 ilustra os detalhes construtivos, a Figura 47 o equipamento montado e a Tabela 9 apresenta os preços dos itens utilizados na montagem do projeto.

Para a variação de posições das pás utiliza-se um gabarito e marca-se o entorno da furação superior do hub com as devidas posições que as pás devem permanecer (Figura 48). Utiliza-se os dois modelos de pás, variando seu posicionamento ($P1$, $P2$ e $P3$), sendo que $P1$ é o ângulo de torção da corda 1 calculado no projeto, ou seja, $20,20^\circ$. O ângulo de $P2$ ($35,20^\circ$) é determinado utilizando-se o valor de $P1$ adicionado de 15° e para $P3$ ($50,20^\circ$) utiliza-se $P2$ adicionado de 15° .

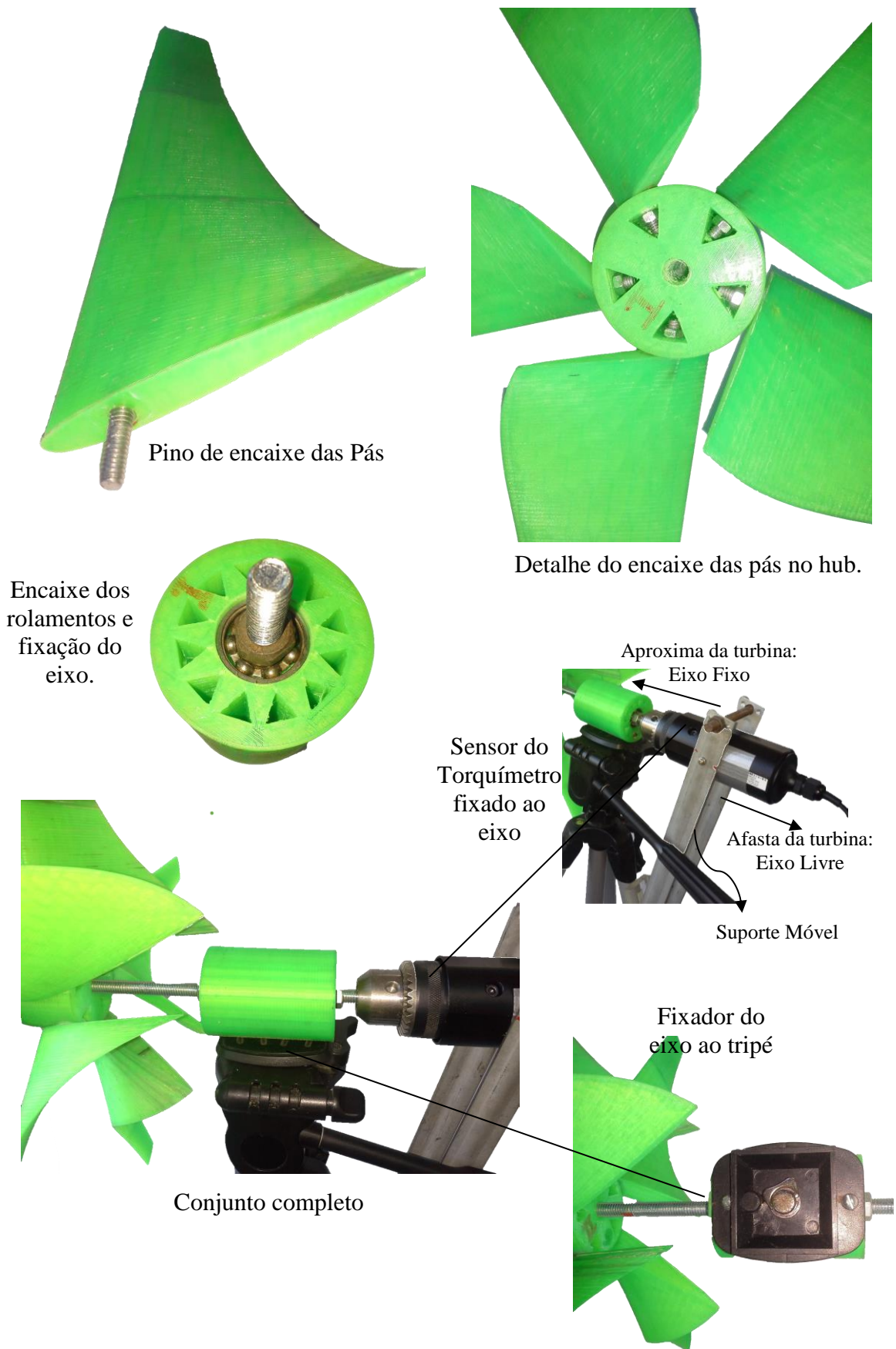


Figura 46 - Detalhes construtivos.



Vista Frontal







Vista Lateral

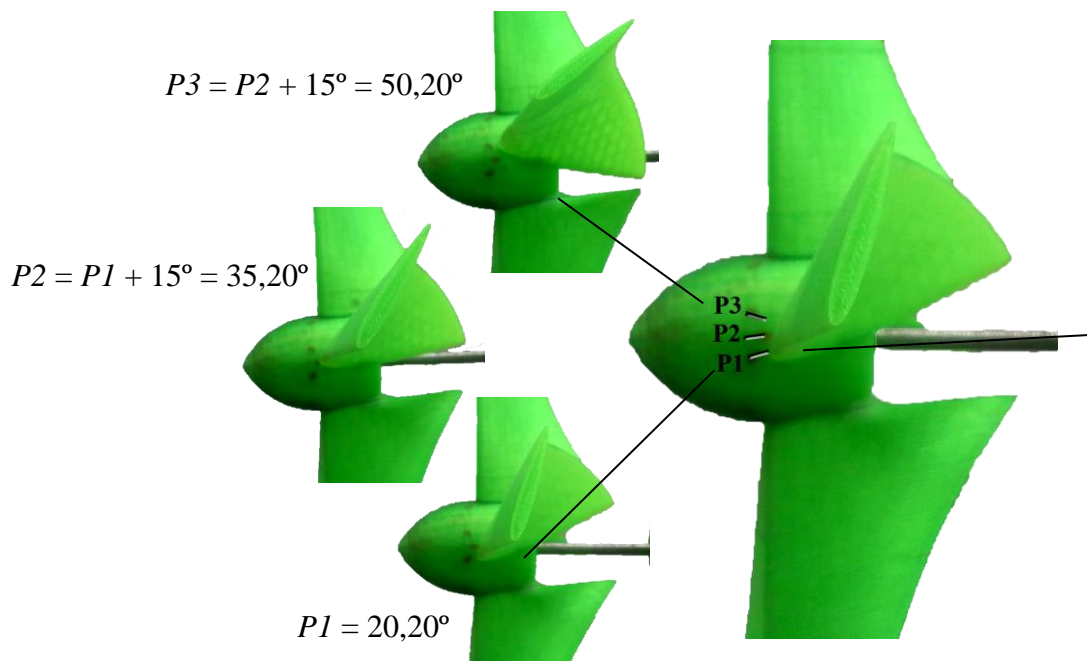


Vista Posterior

Figura 47 - Protótipo montado.

Tabela 9 - Itens utilizados na montagem do projeto

Item	Imagem	Quantidades	Preço
Cola de secagem rápida		1 tubo de 20 g	R\$ 6,90
Parafusos e porcas		10 parafusos e 10 porcas	R\$ 5,00
Barra roscada e porcas		1 barra e 2 porcas	R\$ 20,00
Rolamentos ABEC 7		Kit com 4	R\$ 11,60
Total			R\$ 43,50

Figura 48 – Variações das posições das pás ($P1$, $P2$ e $P3$).

4.3 Metodologia de Medições

4.3.1 Determinação experimental do perfil de velocidades do túnel aerodinâmico

Os perfis de velocidade do Túnel Aerodinâmico Professor Debi Pada Sadhu do Laboratório de Mecânica de Flúidos (LMF) da UFRGS são caracterizados nesse experimento. O túnel está apresentado na Figura 49 e possui 6,3 m de comprimento, 1 m² de seção transversal constante e quadrada e um inversor de frequência acoplado ao motor do ventilador utilizado para variação da rotação.



Figura 49 - Túnel Aerodinâmico Prof. Debi Pada Sadhu

Para determinar-se o perfil de velocidades transversal da seção de testes do túnel aerodinâmico, algumas relações fazem-se necessárias. São elas:

$$p_{d \text{ calc}} = (25 * i) - 100 \quad (4.17)$$

$$\rho_{Ar\ dia} = \frac{p_{Barométrica}}{R_{Ar} * T_i} \quad (4.18)$$

$$v_{Me} = \sqrt{\frac{2 * p_{d\ calc}}{\rho_{Ar}}} \quad (4.19)$$

$$v_{Mi} = \sqrt{\frac{2 * p_{d\ lida}}{\rho_{Ar}}} \quad (4.20)$$

em que:

$p_{d\ calc}$ é a pressão dinâmica calculada. Seu resultado é expresso em pascal (Pa);

$p_{d\ lida}$ é a pressão dinâmica lida diretamente no micromanômetro inclinado, a qual é expressa em mmCA. Sendo assim deve-se fazer uma conversão de unidades para que o valor da velocidade calculada pelo equacionamento seja expresso em m/s. Isso é possível através do descrito na literatura que prevê que 1 Pa é igual a 0,101972 mmCA. Logo, basta-se dividir o valor lido por 0,101972, e a velocidade será expressa em m/s;

i é a corrente medida pelo multímetro digital em mA;

ρ_{Ar} é a densidade específica do ar em kg/m³, considerando-se a pressão barométrica lida no dia e hora do experimento;

$p_{Barométrica}$ é a pressão barométrica após transformada de mmHg para Pa. Isso foi necessário, uma vez que o barômetro da Figura 50.a apresenta sua escala em mmHg e para os cálculos necessita-se que essa leitura seja convertida para Pa. Lembrando que a literatura considera que 1 mmHg é igual a 133,322 Pa. Sendo assim, uma leitura de 751 mmHg, por exemplo, resulta em 100124,8 Pa;

R_{Ar} é a constante universal dos gases perfeitos. Para fins de cálculo seu valor é de 287,0530 J/kgK;

T_i é a temperatura interna do túnel, medida através de um termômetro. Essa temperatura é medida em graus Celsius e para os cálculos deve ser transformada em graus Kelvin através da adição de 273,15 °C ao valor expresso pelo termômetro.;

v_{Me} é a velocidade calculada através da leitura feita com o manômetro eletrônico e v_{Mi} é a velocidade calculada através da leitura feita no micromanômetro de coluna de líquido inclinado.

Para o experimento utiliza-se o multímetro da Figura 50.b, o qual registra as variações de corrente (i) de um manômetro eletrônico que está conectado ao tubo de Pitot com posições variáveis da Figura 51.a. Os registros de corrente (i) são inseridos na Equação (4.17) e utilizados para determinar a pressão dinâmica (p_d). Em seguida, com o auxílio da Equação (4.18), determina-se a densidade do ar ($\rho_{ar\ dia}$) para o dia e hora da medição. Esses valores são inseridos na Equação (4.19), e assim calcula-se a velocidade para a coordenada onde está posicionado o tubo de Pitot. Já para a determinação da velocidade de referência (Equação (4.20)) utiliza-se o micromanômetro de coluna de líquido inclinado da Figura 50.c em posição fixa e conectado a um segundo tubo de Pitot (Figura 51.b).

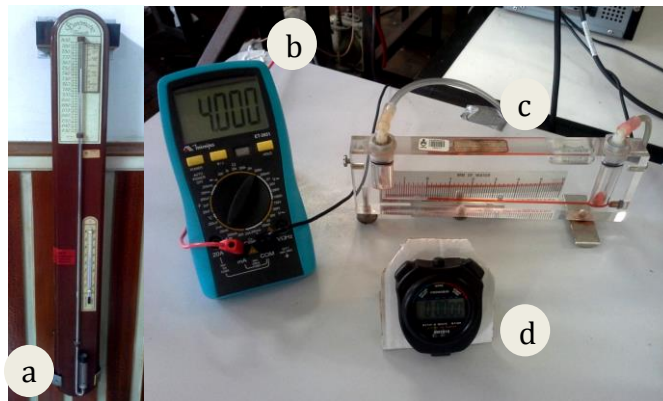


Figura 50 - Equipamentos para a medição: a) Barômetro; b) Multímetro Eletrônico; c) Micromanômetro de Coluna de Líquido Inclinado; d) Cronômetro.

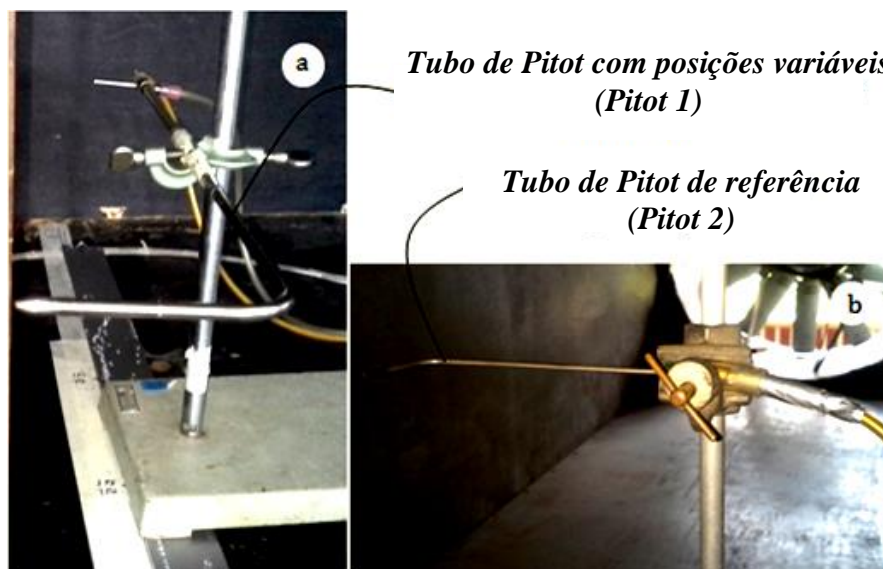


Figura 51 - Tubos de Pitot: a) com posições variáveis e; b) com posição fixa.

Para iniciar-se as leituras, primeiramente determina-se a posição do tubo de Pitot 1. Como, por exemplo, a posição E3 demonstrada em vermelho na Figura 52.

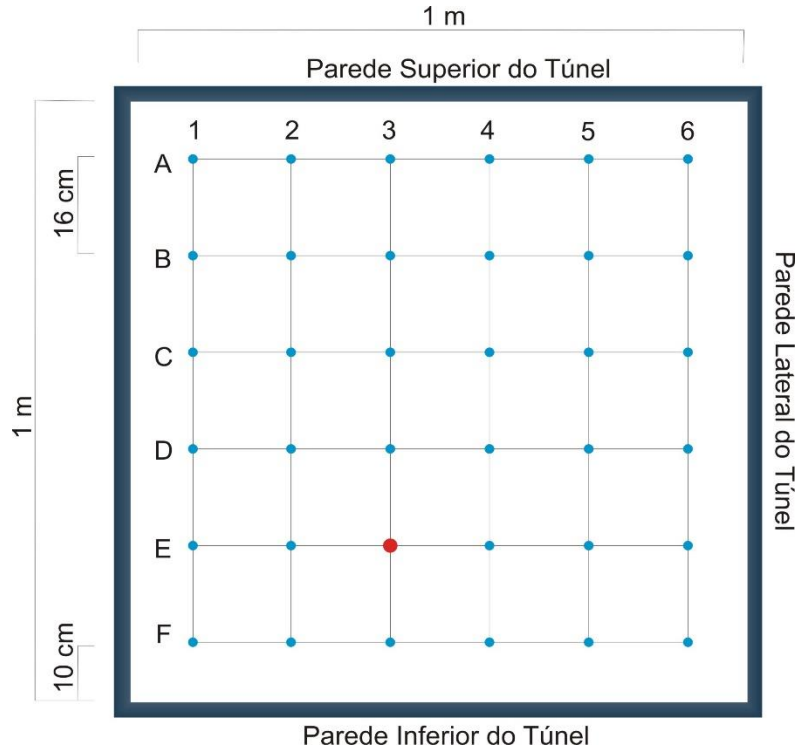


Figura 52 - Exemplo de posicionamento do tubo de Pitot 1 (Posição E3) e detalhamento da malha de pontos.

O tubo de Pitot 1 é colocado em todas as posições de intersecção (Figura 52 – pontos azuis) das linhas. Essa malha imaginária é criada através de uma régua graduada que determina a posição z e uma linha graduada na parede inferior do túnel que determina a posição x . De modo que um tripé seja utilizado para fixação do Pitot 1 na posição desejada, conforme pode-se ver ao lado na Figura 53.



Figura 53 - Régua e linha graduada.

Para garantir-se o perfeito alinhamento do tubo de Pitot com o escoamento, ou seja, a ponta do tubo deve formar um ângulo de 90° com a parede inferior e superior do túnel, um nível de bolhas é utilizado, conforme podemos observar na Figura 54.

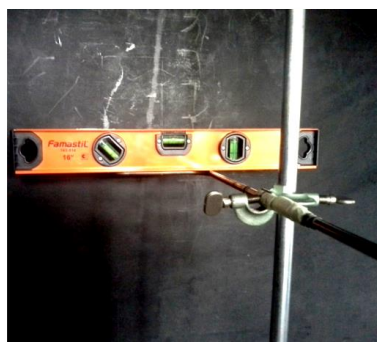


Figura 54 - Nivelamento do tubo de Pitot 1.

Em seguida, fecha-se a janela de inspeção e coloca-se o ventilador do túnel em funcionamento. Logo após colocar-se o ventilador em funcionamento, quase no mesmo instante, o cronômetro (Figura 50.d) é acionado e, depois de decorridos 60 segundos são realizadas as leituras dos manômetros. Primeiramente faz-se a leitura do manômetro inclinado e em seguida do manômetro eletrônico o qual está conectado a um multímetro digital (Figura 50.b) que possui exatidão de 0,1%. Suas especificações técnicas encontram-se disponíveis no ANEXO A e o cálculo das incertezas das medições estão descritas no APÊNDICE C.

O processo de leitura é repetido três vezes antes de passar-se para a próxima posição e quando os dados são colhidos aos 60 segundos, o exaustor já está funcionando em rotação plena.

No total, cada conjunto de medida completa para a determinação do perfil de velocidades transversal resulta em 108 valores lidos, os quais são inseridos em planilhas eletrônicas que calculam a velocidade através das Equações (4.17), (4.18), (4.19) e (4.20). Um modelo desse tipo de planilha pode ser apreciado no APÊNDICE D. Em seguida, esses valores são transferidos para uma nova planilha eletrônica contendo apenas as velocidades médias calculadas através das leituras feitas no manômetro eletrônico.

4.3.2 Determinação experimental da esteira aerodinâmica empregando uma modelagem semelhante à proposta por Betz

Na teoria de Betz são consideradas três velocidades para análise da potência disponível de uma turbina. Com o intuito de determinarmos essas velocidades é montado um

experimento com dois tubos de Pitot que medem a velocidade a montante e a jusante da turbina.

Para a tomada de medidas do experimento é utilizado um tubo de Pitot (M1) posicionado a montante da turbina e conectado a um micromanômetro inclinado e outro (M2), posicionado a jusante da turbina e conectado a um manômetro eletrônico. O M1 é posicionado a 1 m horizontalmente à frente da turbina e o M2 é posicionado a 1 m após a turbina. Ambos têm suas posições verticais variando concomitantemente do centro até 10 cm antes da parede superior do túnel de 5 cm em 5 cm, conforme é possível visualizar na Figura 55.

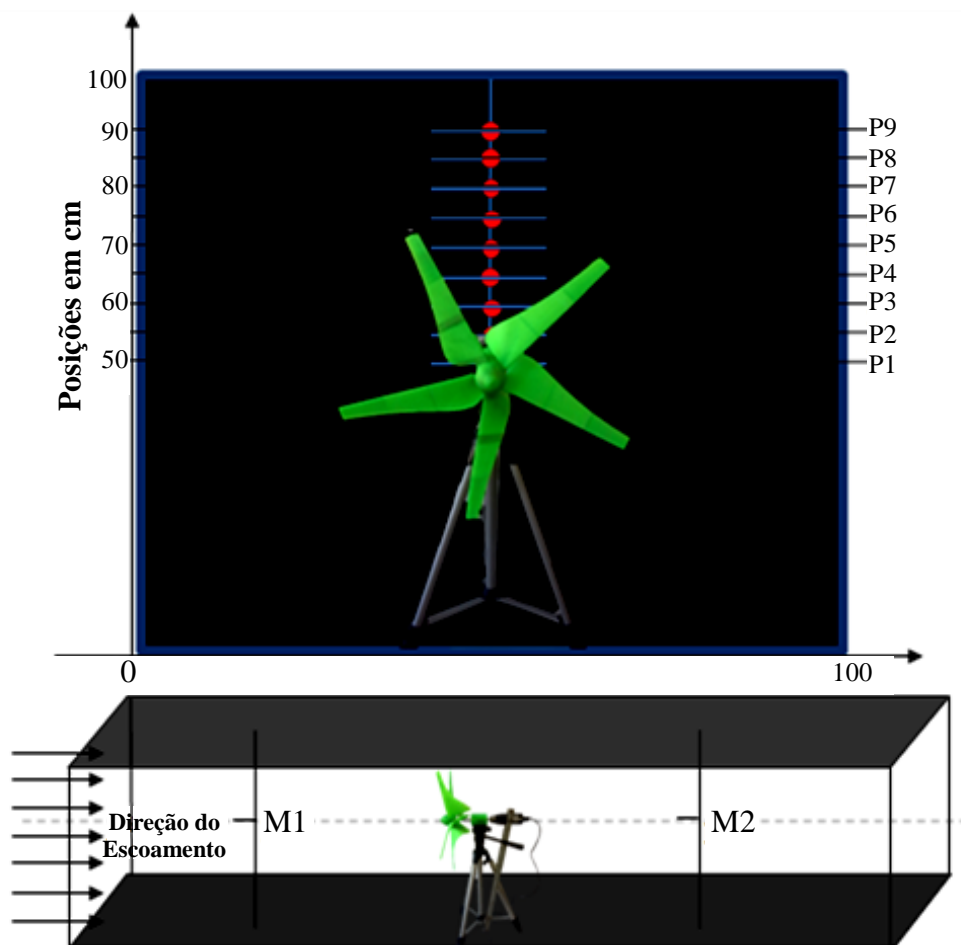


Figura 55 - Posições de medida e posicionamento dos tubos de Pitot.

Para esse experimento faz-se o comparativo entre as esteiras geradas quando o motor do ventilador do túnel estava a 30 Hz tanto para a Turbina Ótima de Betz (TOB) como para a Turbina Ótima de Betz Modificada (TOBM). Para as frequências de 40 Hz e 50 Hz determina-

se a esteira apenas para a TOB pois a TOBM cisalhou (Figura 56.b) quando submetida a 5 minutos e 29 segundos de giro livre na velocidade aproximada de 9,88 m/s.

Não é possível ter certeza da causa da quebra das pás. Acredita-se em falha no processo de impressão, no entanto pode ter sido alguma falha do suporte, falha nos encaixes, falha na montagem, entre outros fatores. Porém, já é possível apontar uma ressalva para o processo de prototipagem 3D administrado por esse trabalho e prescrever para testes futuros uma densidade de impressão no mínimo de 25% para as peças que foram impressas com 12% de densidade. Espera-se com isso uma maior segurança e principalmente que as pás resistam a velocidades de escoamento superiores a 10 m/s. Já as Pás Ótimas de Betz, por possuírem uma estrutura mais robusta, nada sofreram.

Graças às peças reservas impressas, uma nova TOBM (Figura 56.a) é construída para a análise dos demais experimentos desse trabalho. Na expectativa de que os resultados apresentados sejam os mais fiáveis possíveis, o experimento em questão é repetido. Haja visto que já haviam sido tomados alguns valores para a turbina cisalhada. Sendo assim, os dados observados com a nova turbina são comparados aos dados anteriores e resultam em valores exatos aos medidos com a turbina antes da ruptura. Dessa maneira a nova turbina com pás modificadas pode ser introduzida no processo, dando sequência no comparativo dos dois layouts de pás.

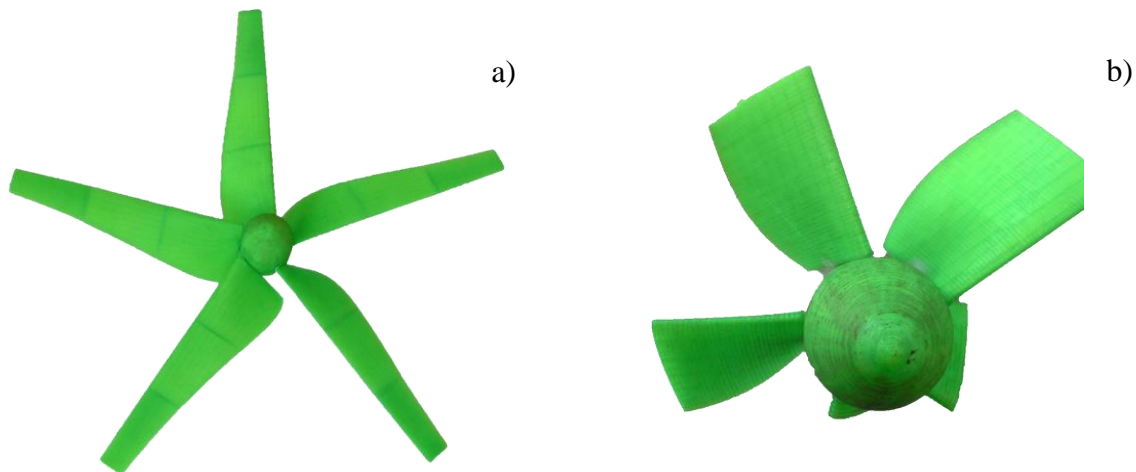


Figura 56 - Turbina Ótima de Betz Modificada. a) Reconstruída; b) Cisalhada.

Com os dados medidos determina-se o raio da esteira aerodinâmica das turbinas. Para isso, primeiramente determina-se a velocidade retida pela turbina (v_2) através da relação de v_1 e v_3 expressa por:

$$v_2 = \frac{v_1 + v_3}{2} \quad (4.21)$$

em que:

v_1 é a velocidade medida 1 m antes da turbina;

v_3 é a velocidade medida 1 m após a turbina.

Em seguida, faz-se um balanço de massa determinado através da relação expressa por:

$$\rho \cdot v_1 \cdot A_1 = \rho \cdot v_2 \cdot A_t = \rho \cdot v_3 \cdot A_3 \quad (4.22)$$

em que:

ρ é a densidade do ar;

A_1 é a área que a esteira aerodinâmica possui antes da turbina;

A_t é a área do protótipo, definida anteriormente (Tabela 3) como sendo 0,196 m².

A_3 é a área que a esteira aerodinâmica possui depois da turbina;

v_1 é a velocidade medida 1m antes da turbina;

v_2 é a velocidade calculada através da Equação (25);

v_3 é a velocidade medida 1m após a turbina.

Como ρ é a mesma em todas as igualdades da Equação (4.22), ela se anula e, com a relação que resta, é possível determinar A_1 e A_3 (Figura 26) através da Equação (4.23). Para ficar mais fácil a compreensão do que é feito, a partir daqui todos os valores dispostos são os utilizados para determinar o raio da esteira aerodinâmica para a Turbina Ótima de Betz com escoamento a 30 Hz.

Dados de entrada:

$v_1 = 5,08$ m/s - medida;

$v_2 = 4,71$ m/s - calculada através da Equação 25;

$v_3 = 4,34$ m/s - medida

$A_2 = 0,196$ m² - calculada

Aplicando estes valores na Equação (4.22), tem-se:

$$v_1 \cdot A_1 = 4,71 \cdot 0,196 = v_3 \cdot A_3 \quad (4.23)$$

Isolando um lado da igualdade e relacionando com o valor central conhecido, temos:

$$5,08 \cdot A_1 = 4,71 \cdot 0,196$$

$$4,34 \cdot A_3 = 4,71 \cdot 0,196$$

$$A_1 = 0,18 \text{ m}^2$$

e

$$A_3 = 0,21 \text{ m}^2$$

Com isso tem-se a área da esteira antes e depois da Turbina Ótima de Betz. Através do lançamento desses dados, obtêm-se r_1 e r_3 :

$$r = \sqrt{\frac{A}{\pi}} \quad (4.24)$$

Assim, os resultados da Equação (4.24) para o caso descrito, são 24 cm como o valor do r_1 e 26 cm para o valor do r_3 , sendo que r_1 e r_3 são, respectivamente, o raio da esteira aerodinâmica antes e depois da TOB.

Também se utilizam as velocidades lidas no centro da turbina para estimar-se o coeficiente de potência ($C_{P \text{ Protót.}}$) de cada protótipo através de:

$$C_{P \text{ Protót.}} = \frac{P_e}{P_d} = \frac{P_{ent} - P_{sai}}{P_d} = \frac{\frac{1}{2}(\rho \cdot v_1^3 \cdot A_1) - \frac{1}{2}(\rho \cdot v_3^3 \cdot A_3)}{P_d} \quad (4.25)$$

em que:

A_1 é a área que a esteira aerodinâmica possui antes da turbina;

A_2 é a área da turbina, definida anteriormente por cálculo como sendo 0,196 m².

A_3 é a área que a esteira aerodinâmica possui depois da turbina;

v_1 é a velocidade medida 1 m antes da turbina e v_3 é a velocidade medida 1 m após a turbina, de acordo com a frequência e o tipo de turbina;

v_2 é a velocidade calculada através da Equação (4.21);

P_e é a potência extraída do vento; P_d é a potência disponível; P_{ent} é a potência calculada com a velocidade de entrada (v_1) e $P_{saí}$ potência calculada com a velocidade de saída (v_3).

4.3.3 Determinação experimental do torque estático do protótipo

Para determinarmos experimentalmente o Torque Estático o ponto de partida é, como já mencionado, a escolha de um torquímetro digital. Para tanto, alguns cálculos de projeto são necessários, afim de que se dimensione o equipamento correto para a tarefa descrita.

Inicialmente estima-se o Torque Dinâmico (T_W) via equacionamento descrito na Equação (4.16), a fim de que se tenha um ponto de partida de referência. Em seguida, baseado em Gasch e Twele, 2002, faz-se uma relação, exposta na Figura 34, para estimar o Torque Estático numericamente (T_{WE}) através da Equação (4.14). Com isso parte-se para aquisição do torquímetro digital exposto na Figura 57.



Figura 57 - Torquímetro Digital Lutron TQ-8800.

. O torquímetro adquirido possui certificação e foi desenvolvido para testes de laboratório. Sua exatidão de medida é de 1,5% tanto para mais como para menos. As especificações completas e o certificado encontram-se disponíveis no ANEXO B.

Após a aquisição do torquímetro e a construção dos protótipos monta-se o experimento conforme Figura 47 e ao fixar-se o mandril do sensor do torquímetro ao eixo da turbina (Figura 46) e expor os protótipos ao escoamento de ar do túnel aerodinâmico, inicia-se a aquisição das leituras dos torques estáticos.

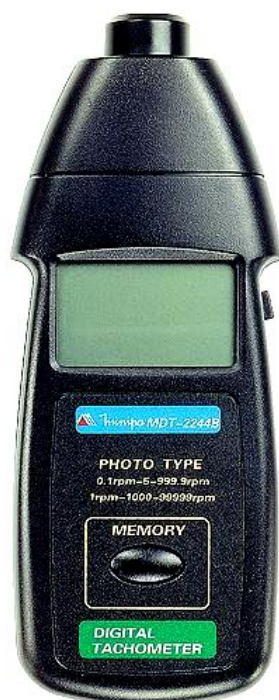
O experimento fixo ao mandril do torquímetro é administrado para as frequências de 5 Hz até 50 Hz do motor elétrico do ventilador do túnel e também para as três posições (*P1*, *P2* e *P3*) de ângulo das pás, sendo assim, 20,20°, 35,20° e 50,20° (Figura 48).

As leituras são tomadas da mesma maneira que nos outros experimentos já descritos nesse trabalho, ou seja, aciona-se o cronômetro e mede-se o tempo de exposição da turbina ao escoamento fazendo-se a leitura no visor do torquímetro. Cada posição da pá para uma dada frequência, resulta em três leituras distintas.

Sendo assim, o passo-a-passo de uma tomada de medida, por exemplo P1- 20Hz, faz-se através da fixação do mandril no eixo da turbina, em seguida liga-se o inversor do túnel e o cronometro ao mesmo tempo. A partir desse momento espera-se o cronometro marcar 60 segundos e, já com o visor do torquímetro ligado, faz-se a leitura. Essa metodologia é repetida mais duas vezes e com isso tem-se o Torque Estático Médio medido para aquela dada frequência e posição da pá. Assim, determina-se o Torque Estático para todas as situações aqui previstas. Os dados observados estão descritos no APÊNDICE E e as incertezas de medições no APÊNDICE C.

4.3.4 Determinação experimental da velocidade angular

Para determinação das rotações por minuto (RPM) do protótipo utiliza-se um foto tacômetro digital (Figura 58) com exatidão de 0,05% tanto para mais ou para menos. Esse tipo de aparelho dispara um laser que reflete na superfície em rotação e registra a medida por meio foto-eletrônico. No caso específico, o aparelho é posicionado à frente da turbina e apontado para as pás. A turbina é desafixada do torquímetro com intuito de que entre em giro livre após a partida do exaustor do túnel. Com os valores observados faz-se uma simples conversão de RPM para rad/s, obtendo-se a velocidade angular para cada frequência. Neste experimento, também são utilizadas as duas turbinas variando-se as posições das pás.



- Display: LCD 5 dígitos com leitura máxima de 99999.
- Taxa de Amostragem: 0.5 segundos (acima 120 RPM).
- Indicação de Bateria Fraca
- Memorização dos Valores Máximo, Mínimo e Última Leitura:
- Base de Tempo: Cristal de Quartzo.
- Distância de Detecção: 50mm ~ 250mm.
- Ambiente de Operação: 0°C ~ 50°C, RH < 80%.
- Ambiente de Armazenamento: -20°C ~ 50°C, RH < 80%.
- Faixa: 2.5 ~ 99999 RPM (Foto)
- Exatidão: $\pm (0.05\%+1D)$
- Resolução: 0.1 RPM (2.5 ~ 999.9 RPM); 1 RPM (≥ 1000 RPM)

Figura 58 - Foto Tacômetro Digital Profissional Minipa MDT- 2244 B.

4.3.5 Determinação da curva de potência estimada para o protótipo

Para estimar a curva de potência utiliza-se os dados da Tabela 3 trocando-se a velocidade nominal de projeto (10 m/s) pela variação de velocidade medida fornecidas através do perfil de velocidades do túnel.

Ao medir-se as velocidades com a turbina obstruindo parcialmente o canal do túnel, observa-se que seus valores não coincidem com os observados anteriormente, quando lidas para determinar o perfil de velocidades. Sabendo-se disso, faz-se necessário levar em consideração um coeficiente de decréscimo, a fim de que a velocidade inserida na Equação (4.26) seja a mais realista possível.

Assim, determina-se um coeficiente de decréscimo de velocidade para cada tipo de turbina exposta no túnel aerodinâmico, ou seja, um para a Turbina Ótima de Betz e outro para a Modificada. O coeficiente em questão é calculado através da razão entre a velocidade lida no perfil de velocidades e a velocidade do escoamento de ar retido pela turbina (v_2). Para a velocidade do escoamento de ar lida utilizam-se os dados de velocidade observados na determinação experimental do perfil de velocidades do túnel aerodinâmico (subíndice 4.3.1),

quando o canal do túnel aerodinâmico se encontra desobstruído. Já para a determinação da velocidade do escoamento de ar retido pela turbina ou velocidade resultante (v_2) utiliza-se a relação disposta na Equação (4.21), a qual leva em consideração a velocidade do escoamento de ar medida a jusante (v_1) e a montante da turbina (v_3), quando o canal do túnel aerodinâmico se encontra parcialmente obstruído pela TOB ou TOBM. A medição das velocidades do escoamento de ar para um mesmo ponto apresentou um decréscimo de 12,5% quando o canal do túnel aerodinâmico está parcialmente obstruído com a TOB e 14,3% para quando está parcialmente obstruído pela TOBM. O coeficiente maior apresentado pela TOBM dá-se pois ela permite a passagem de uma parcela maior do escoamento e assim a velocidade resultante (v_2) é menor resultando num decréscimo de velocidade maior se comparada com a TOB.

Utilizam-se os coeficientes de decréscimo e os $C_{P\ Protót.}$ calculados pela Equação (4.25) para obter-se duas curvas de potência distintas (apresentadas na Figura 69 do subcapítulo 5.7) através de:

$$P_{Protót.} = \frac{1}{2} \rho C_{P\ Protót.} v_{coef.}^3 \cdot A_t \quad (4.26)$$

em que:

$P_{Protót.}$ é a potência estimada para cada protótipo;

$C_{P\ Protót.}$ é o coeficiente de potência do protótipo

$v_{coef.}$ é a velocidade levando-se em consideração o coeficiente de decréscimo;

A_t é a área da turbina compreendida em 0,196 m² e ρ é a densidade do ar.

5. RESULTADOS E DISCUSSÃO

5.1 Normatização

A normatização apresentada no Capítulo 3 descreve a metodologia necessária para a certificação de Aerogeradores de Pequeno Porte no Brasil e no mundo. Através dela são previstas metodologias de testes para todos os componentes de um pequeno aerogerador, inclusive prescreve uma maneira de gerar curvas de potência confiáveis as quais são reconhecidas pelos órgãos reguladores, fornecedores e consumidores.

As normas ainda não prescrevem uma metodologia clara para o desenvolvimento de testes de aerogeradores em túnel de vento. No entanto, no anexo H da IEC-61400-12-1 são apresentadas as recomendações para se proceder os testes a campo. Algumas características desse anexo estão descritas no ANEXO C e podem ser utilizadas em laboratório assim como observou Alé *et al.*, 2002.

5.2 Prototipagem 3D

A prototipagem 3D administrada neste trabalho, mostra-se capaz de gerar perfis com alto grau de fidelidade, o que possibilita uma análise segura dos dados aqui apresentados. Mesmo que, após decorridos mais de cinco minutos de giro livre em altas velocidades de vento, o protótipo com POBM (Pás Ótima de Betz Modificada) tenha apresentado uma falha que resultou em sua ruptura, nos demais testes, os quais também utilizaram a Turbina Ótima de Betz Modificada em alta rotação ela manteve-se estável. Porém, não se aconselha a expô-la em giro livre a velocidades maiores que 9 m/s. Já para o teste do torque estático, mesmo em velocidades superiores a 9 m/s o protótipo se manteve estável, o que coloca em dúvida se a falha descrita deu-se realmente por deficiência do processo de impressão 3D ou outro fator implícito.

Os custos do processo de impressão feito *in loco* são otimizados se comparados com a terceirização do serviço. Dito isto, acredita-se que a aquisição de um equipamento de impressão 3D para projetos que demandem prototipagem seja mais viável do que utilizar os serviços de empresas especializadas. O único caso que poderá justificar o contrário será caso o protótipo necessite de alta resolução final, a qual é apresentada por equipamentos que hoje podem custar mais de um milhão de Reais.

A teoria do elemento de pá mostra-se capaz de ser utilizada para projetar as pás de um protótipo eólico. Através das equações previstas consegue-se um produto final capaz de simular as ações de um equipamento real.

A TOBM recebeu 12% a menos de material se comparada com a TOB resultando numa turbina mais leve, porém mais frágil. Além disso, precisou de maiores velocidades de vento para dar a partida em giro livre.

5.3 Perfil de velocidades transversal na seção de testes do túnel aerodinâmico

Após serem feitas as leituras, os dados de velocidade média são lançados em software e, com isso, tem-se o perfil transversal na seção de testes do túnel aerodinâmico. Esse perfil de velocidades é determinado para as frequências de operação do motor do ventilador do túnel aerodinâmico de 20 Hz, 30 Hz, 40 Hz e 50 Hz. Os resultados gráficos destas análises podem ser conferidos da Figura 59.a até a Figura 61.d.

As velocidades máximas são observadas quando o Pitot 1 está posicionado muito próximo ao centro do túnel e as mínimas são registradas muito próximo às paredes do túnel aerodinâmico.

O perfil de velocidades do túnel aerodinâmico mostra-se um tanto rombudo, apresentando as maiores velocidades do escoamento de ar no centro do canal, e uma variação de velocidade, entre as maiores e as menores, de 0,29 m/s (a 20 Hz), 0,24 m/s (a 30 Hz), 0,26 m/s (a 40 Hz) e 0,34 m/s (a 50 Hz), o que para fins práticos, pode ter causado algum prejuízo nos dados observados, embora o protótipo tenha permanecido na área de velocidades mais constantes (centro do canal). Por esse fato, devem-se fazer melhorias para aperfeiçoar o canal e o túnel aerodinâmico e estabilizar o escoamento em todas as posições da seção transversal do túnel. O projeto virtual do túnel aerodinâmico está disponibilizado no ANEXO D. Através dele, espera-se que seja possível tratar do novo aspecto visual e também prever melhorias no canal aerodinâmico por meio de simulações em software específico.

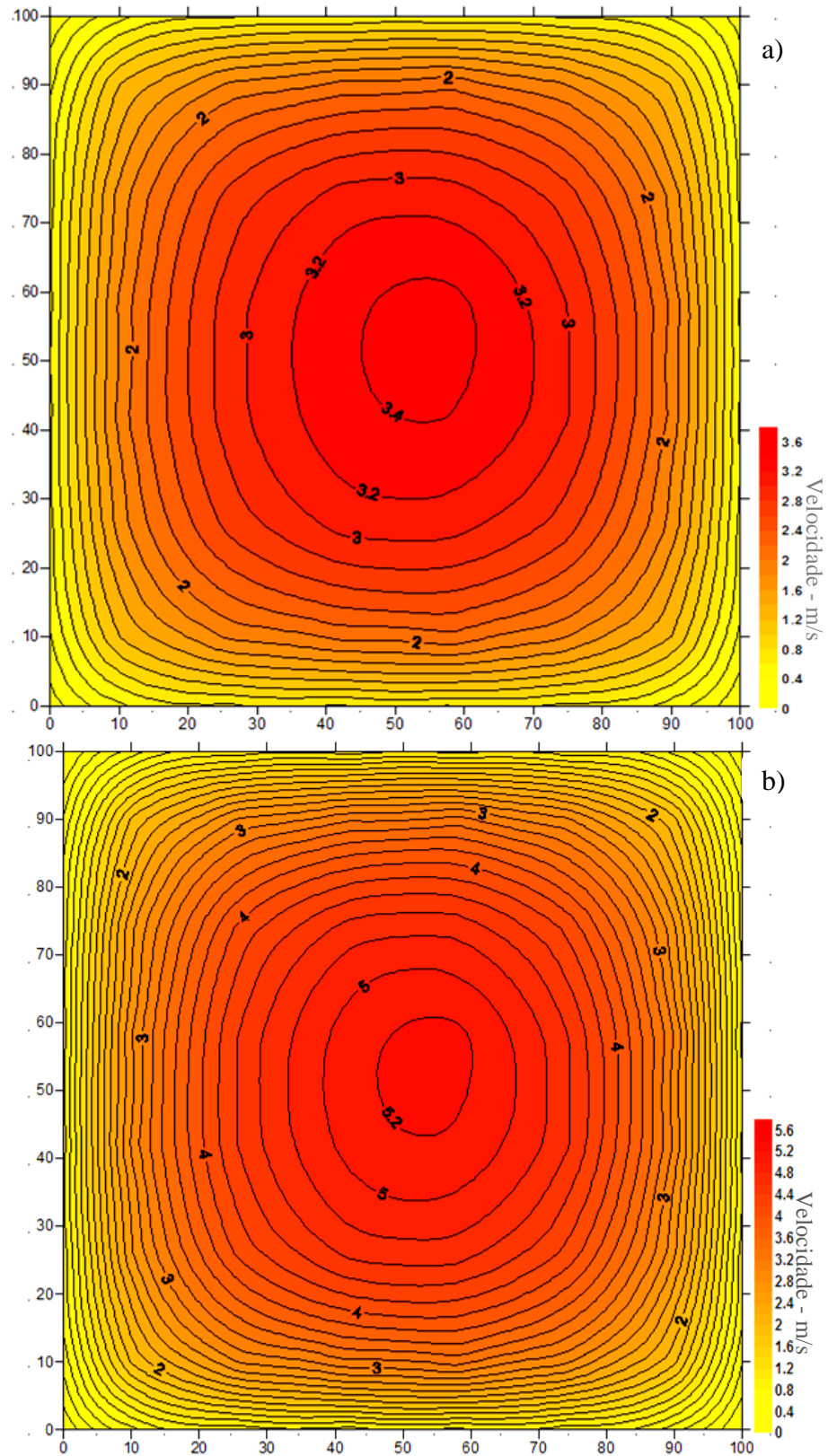


Figura 59 - Plotagem das velocidades calculadas. a) Perfil de velocidades para a frequência de 20 Hz; b) Perfil de velocidades para a frequência de 30 Hz.

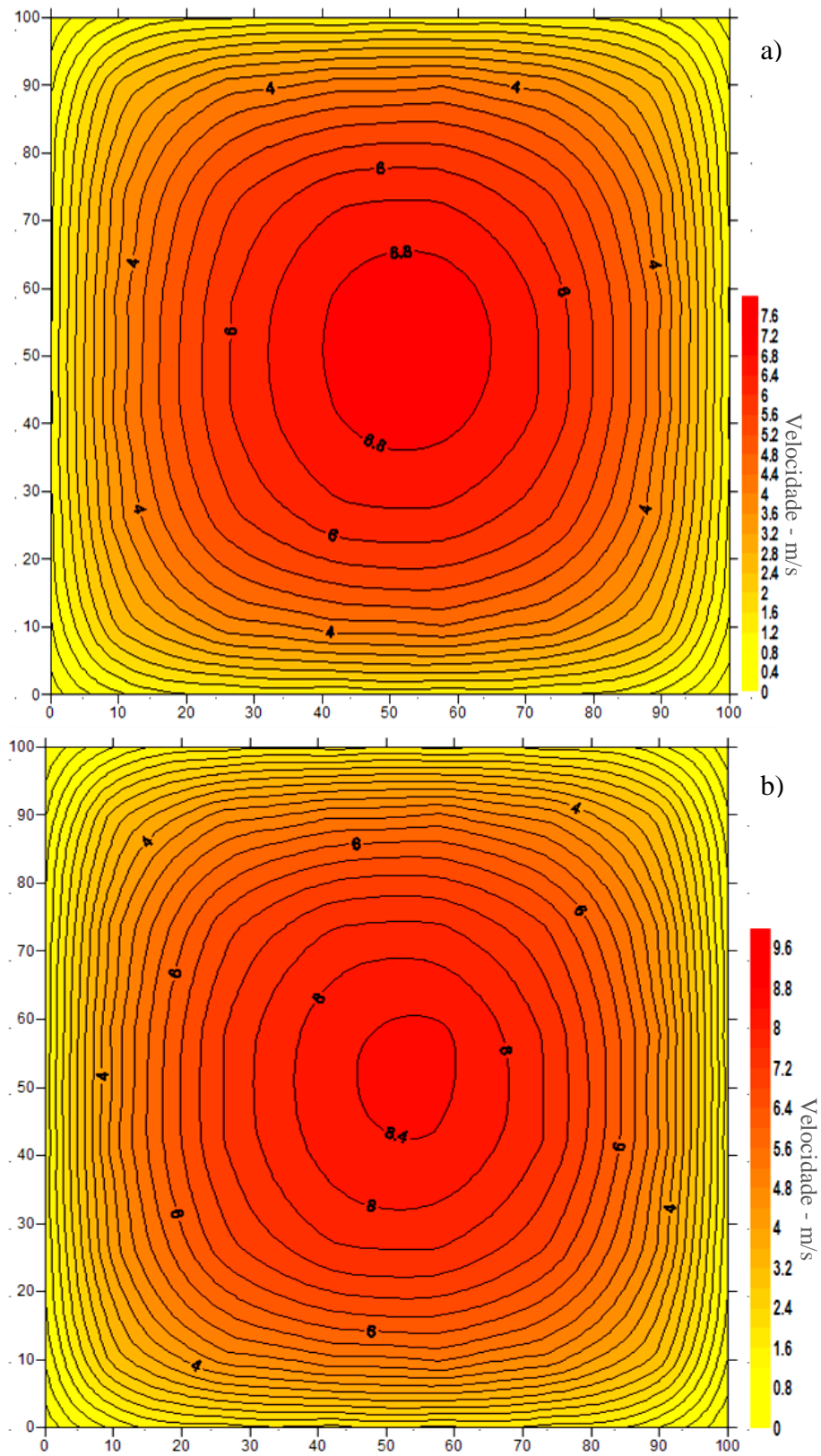


Figura 60- Plotagem das velocidades calculadas. a) Perfil de velocidades para a frequência de 40 Hz; b) Perfil de velocidades para a frequência de 50 Hz.

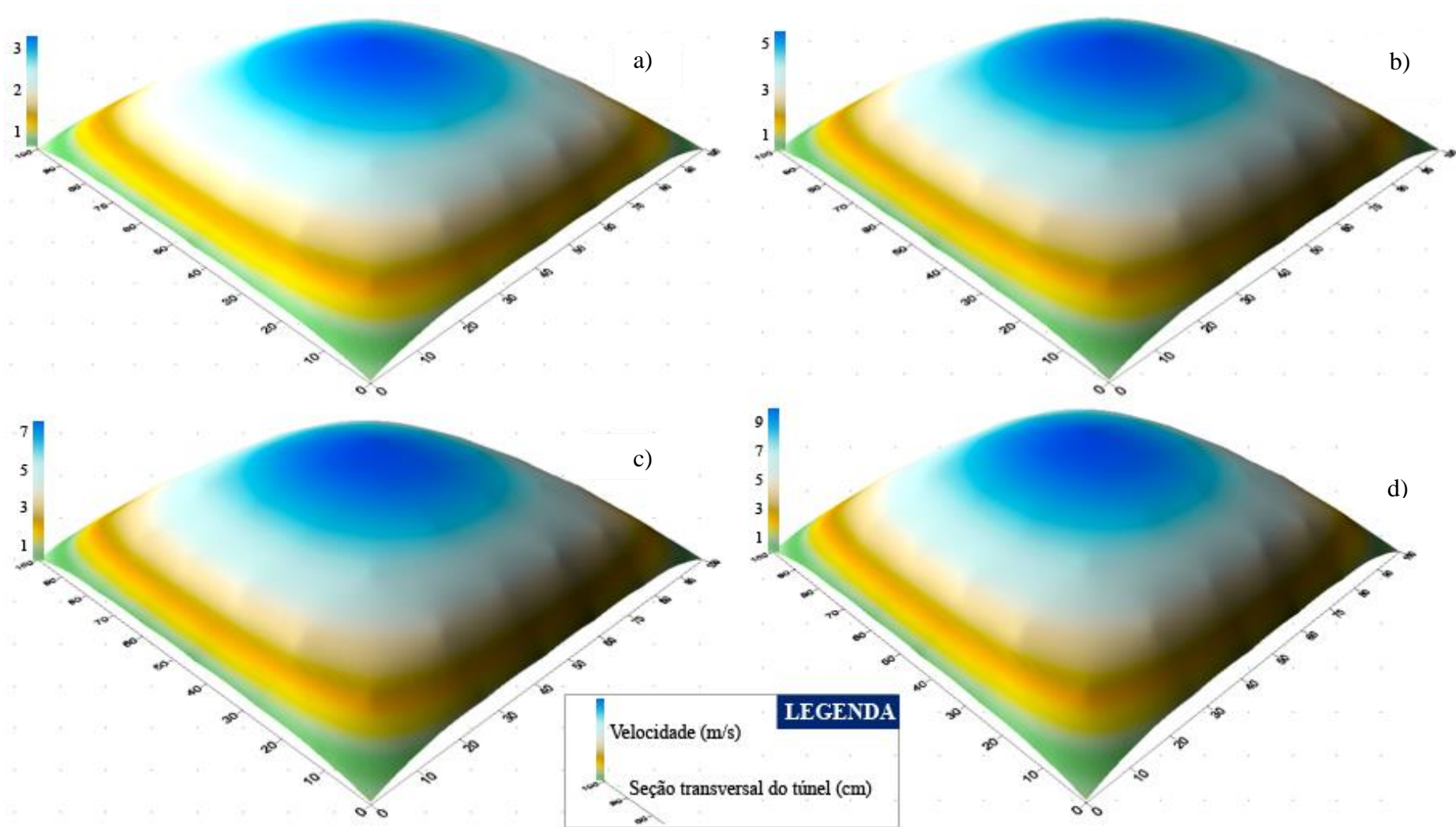


Figura 61 - Vista em superfície 3D. a) Perfil de velocidades para a frequência de 20 Hz; b) Perfil de velocidades para a frequência de 30 Hz; c) Perfil de velocidades para a frequência de 40 Hz; d) Perfil de velocidades para a frequência de 50 Hz.

5.4 Esteira Aerodinâmica

A esteira aerodinâmica prevista por Betz mostra-se muito próxima da esteira real do protótipo observada experimentalmente. Sendo que para ter-se dados mais confiáveis deve-se proceder o experimento utilizando-se uma metodologia para a determinação da esteira expandida para todos os quadrantes. Haja visto que nesse trabalho utiliza-se, para definir os resultados gráficos, os tubos de Pitot variando do centro até 10 cm antes da parede superior do túnel aerodinâmico, conforme visto na Figura 55. Portanto, ao analisar-se a Figura 62, destaca-se que o raio calculado para a esteira aerodinâmica dos protótipos refere-se ao interior da área tracejada.

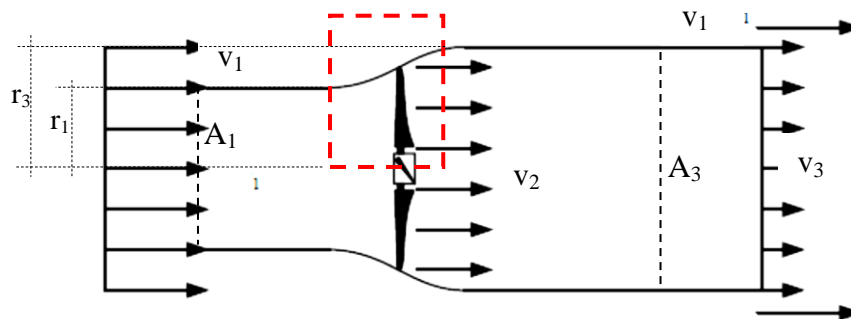


Figura 62 – Área destacada para a construção gráfica da esteira aerodinâmica dos protótipos baseada no escoamento de ar através de uma turbina ideal de Betz

Na Figura 62 destacam-se r_1 e r_3 que são o raio da esteira aerodinâmica a montante e a jusante da turbina respectivamente. De acordo com a esteira de Betz r_1 será menor que r_3 pela obstrução da turbina que causa um deslocamento no escoamento de ar.

Nas Figuras 63, 64 e 65 nota-se o efeito da obstrução causado pela turbina. Analisando-se as representações gráficas visualiza-se que no centro da turbina (Posição 1) há uma diferença grande entre as velocidades do escoamento a montante (v_1) e a jusante (v_3), já esperado por se tratar do encontro do hub com as pás da turbina e, portanto, o ponto de maior obstrução para o escoamento de ar. A obstrução reduz ao passo que o comprimento de corda das pás diminui e uma parte maior do escoamento de ar começa a passar entre as pás da turbina. Notando-se uma aproximação entre v_1 e v_3 na Posição 5 onde está disposto o ponto das pás com menor comprimento de corda, ou seja, a ponta da pá. Na Posição 9 o escoamento sofre um decaimento brusco, pois aproxima-se da parede superior do túnel aerodinâmico.

Na Figura 63 mostra-se um comparativo entre as esteiras aerodinâmicas da TOBM (Figura 63.a) e da TOB (Figura 63.b) e confirma-se a diferença oriunda do tipo de pá utilizada,

uma vez que as POBM (Pás Ótimas de Betz Modificadas) possuem área menor que as POB (Pás Ótimas de Betz) e por isso exercem menor retenção da velocidade do escoamento de ar. Nas Posições 1 e 9 tanto a TOBM quanto a TOB apresentam um comportamento semelhante retendo mais o escoamento no centro (Posição 1) e decaindo ao aproximar-se da parede superior do túnel (Posição 9). Nas demais posições a velocidade a montante observada para quando o túnel está obstruído pela TOBM, sofre um pequeno decréscimo, se comparado quando a mesma análise é feita para a TOB, enquanto que a velocidade a jusante sofre variações dependendo do tipo de turbina. Nas Posições de 1 até 4 é possível notar que os maiores comprimentos de corda das POB possibilitam a maior retenção do escoamento de ar. Na Posição 6 o escoamento ainda sofre variações causadas pela esteira aerodinâmica. Esse efeito reduz, na medida em que o escoamento de ar afasta-se das pontas das pás da turbina e aproxima-se da parede superior do túnel aerodinâmico.

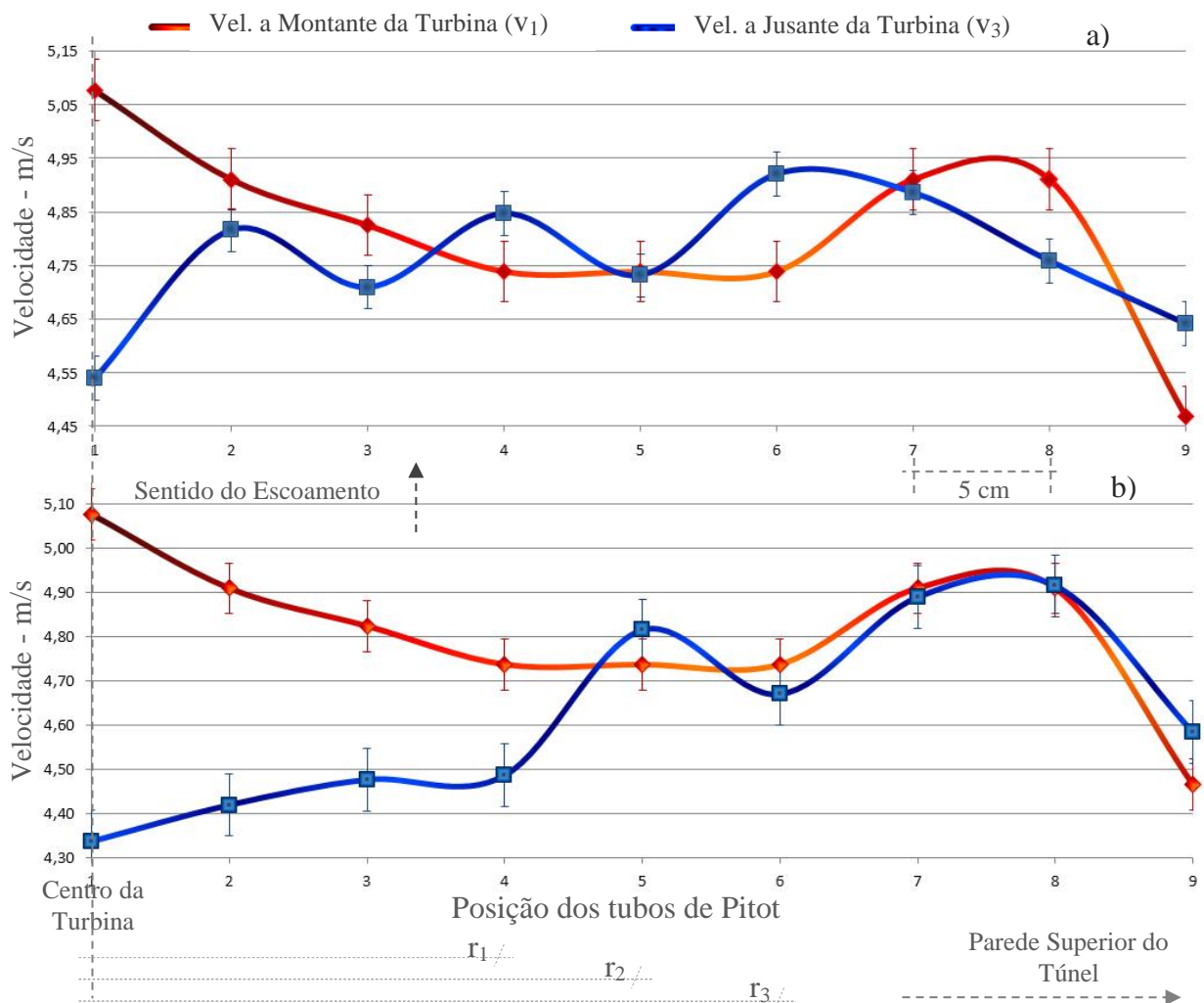


Figura 63 – Comparativo entre a esteira aerodinâmica formada pela: a) Turbina Ótima de Betz Modificada; b) Turbina Ótima de Betz – Frequência: 30 Hz.

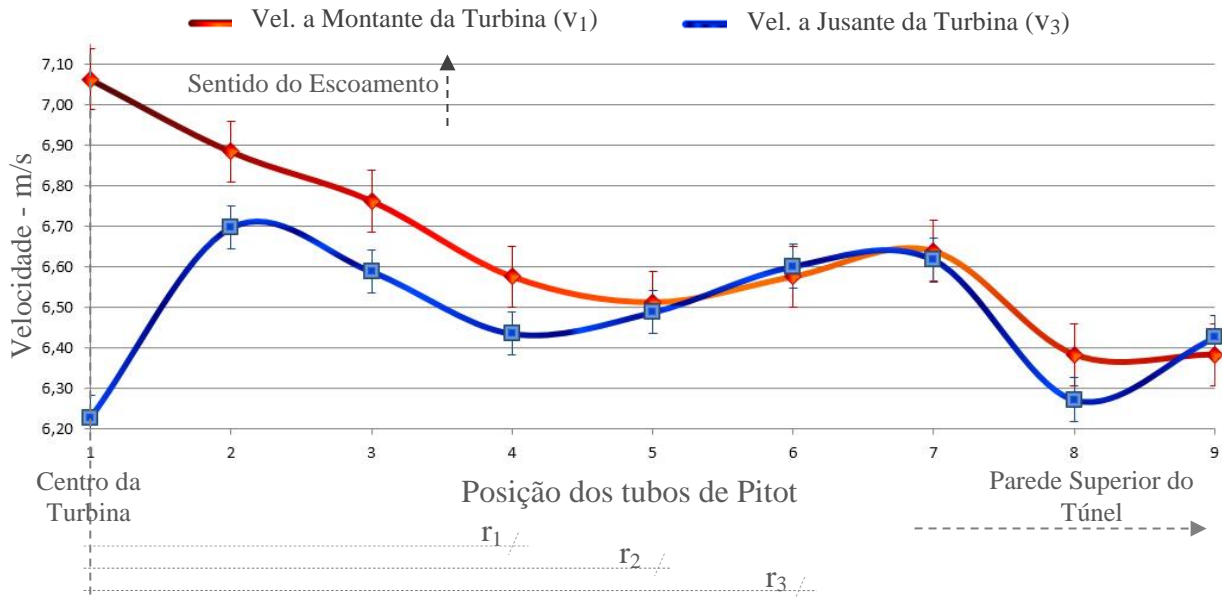


Figura 64 – Esteira aerodinâmica da Turbina Ótima de Betz – Frequência: 40 Hz.

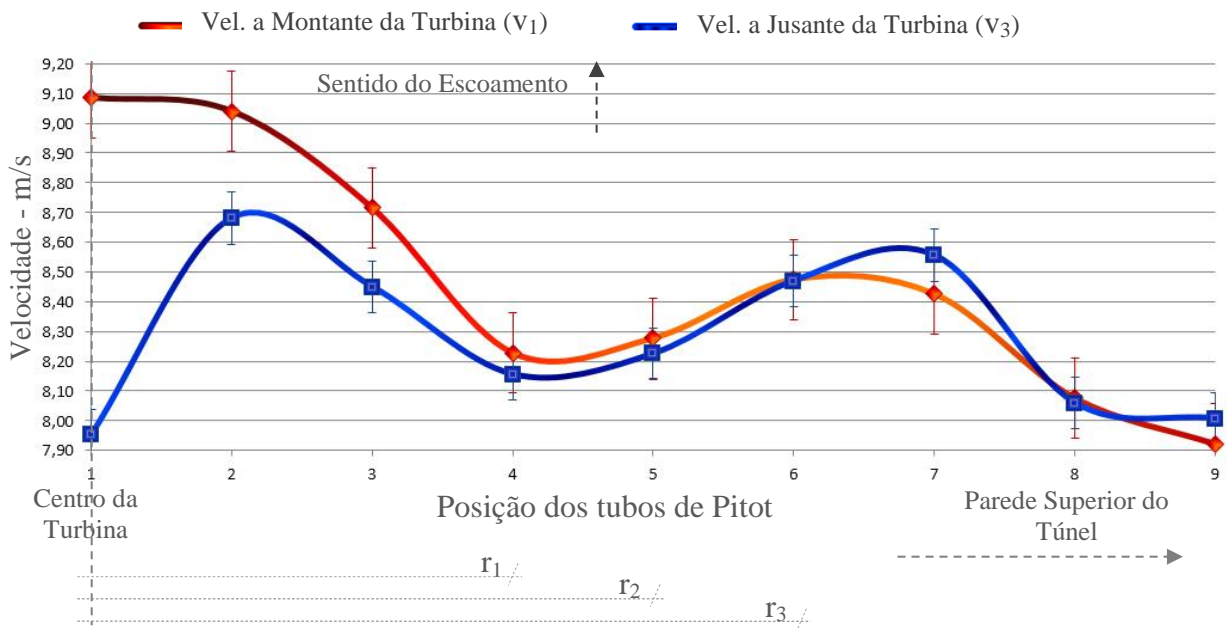


Figura 65 – Esteira aerodinâmica da Turbina Ótima de Betz – Frequência: 50 Hz

Nas Figuras 63, 64 e 65 mostram-se linhas verticais sobre cada ponto medido que são chamadas de barra de erros e são representantes dos valores da incerteza calculada para cada caso (ANEXO C). Nessas figuras também expõe-se r_2 que é o raio da turbina aerodinâmica (25 cm) e também r_1 e r_3 (descritos na Tabela 10) que são o comprimento dos raios das esteiras aerodinâmicas dos protótipos. Com esses raios calcula-se a área da esteira aerodinâmica antes (A_1) e após a turbina (A_3). Ao substituírem-se os valores das áreas das esteiras aerodinâmicas

das turbinas e das velocidades lidas na Equação (4.25), obtêm-se os valores dos coeficientes de potência estimado para cada protótipo ($C_{P \text{ Protót.}}$) descritos na Tabela 10. Como o valor do $C_{P \text{ Protót.}}$ para a TOB varia de acordo com a velocidade do vento escolhida, faz-se uma média para esse valor o qual fica compreendido em 35%. Para a TOBM isso não é possível, pois fazem-se registros de leituras somente para a velocidade correspondente a frequência de 30 Hz do inversor do motor do túnel aerodinâmico. O descrito é utilizado para os demais casos expressos no subcapítulo 4.3.2 e os valores resultantes dessa abordagem estão destacados na Tabela 10. As pás das turbinas nessa análise permanecem fixas a 20,20° ($P1$).

Tabela 10 - Coeficiente de Potência e raio da esteira aerodinâmica de acordo com o tipo de turbina e frequência escolhida.

Tipo de Turbina	Frequência (Hz)	$C_{P \text{ Protót.}}$ (%)	r_1 (cm)	r_3 (cm)
Ótima de Betz Modificada	30	28,6	24,30	25,71
Ótima de Betz	30	37,6	24,06	26,05
Ótima de Betz	40	34,4	24,23	25,81
Ótima de Betz	50	33	24,29	25,86

5.5 Torque Estático

O Torque Estático Mecânico (T_{WE}) estimado através da Equação (4.14) e apresentado na Tabela 5 (α_A de 10°) é 9,1 % maior que o determinado experimentalmente (Figura 66), mostrando o grau de confiabilidade que os resultados numéricos podem e devem ter.

Na análise da variação angular das pás entre 20,20° ($P1$) e 50,20° ($P3$) verifica-se que o pior resultado de torque estático se dá com as pás na posição de projeto $P1$ e o melhor resultado com as pás na posição 2 ($P2$ - 35,20°), tanto para as POB quanto para POBM.

Como ao variar-se as posições ($P1$, $P2$ e $P3$) o pico das leituras de torque dá-se em 35,20°, com o menor valor registrado na posição de projeto (20,20°) crescendo em direção a $P2$ e tornado a cair para $P3$ (50,20°), novos testes devem ser feitos para determinar a posição ótima das pás para a partida da turbina. Sendo que, em uma previsão preliminar, já é possível dizer que essa posição estará em torno de 35,20° para o ângulo de torção (β) da corda 1 ($C_{(r1)}$).

Ao fazer-se uma análise comparativa entre os gráficos da Figura 66 é possível notar-se que além de um $C_{P \text{ Protót.}}$ maior, a TOB apresenta melhores resultados para o torque estático, partindo com baixas velocidades de escoamento de ar (0,58 m/s para $P1$ - 20,20°) e na

velocidade máxima de 8,6 m/s (com o túnel aerodinâmico obstruído pela turbina) apresenta um torque 17,8% maior que o torque estático apresentado pela TOBM no mesmo ponto.

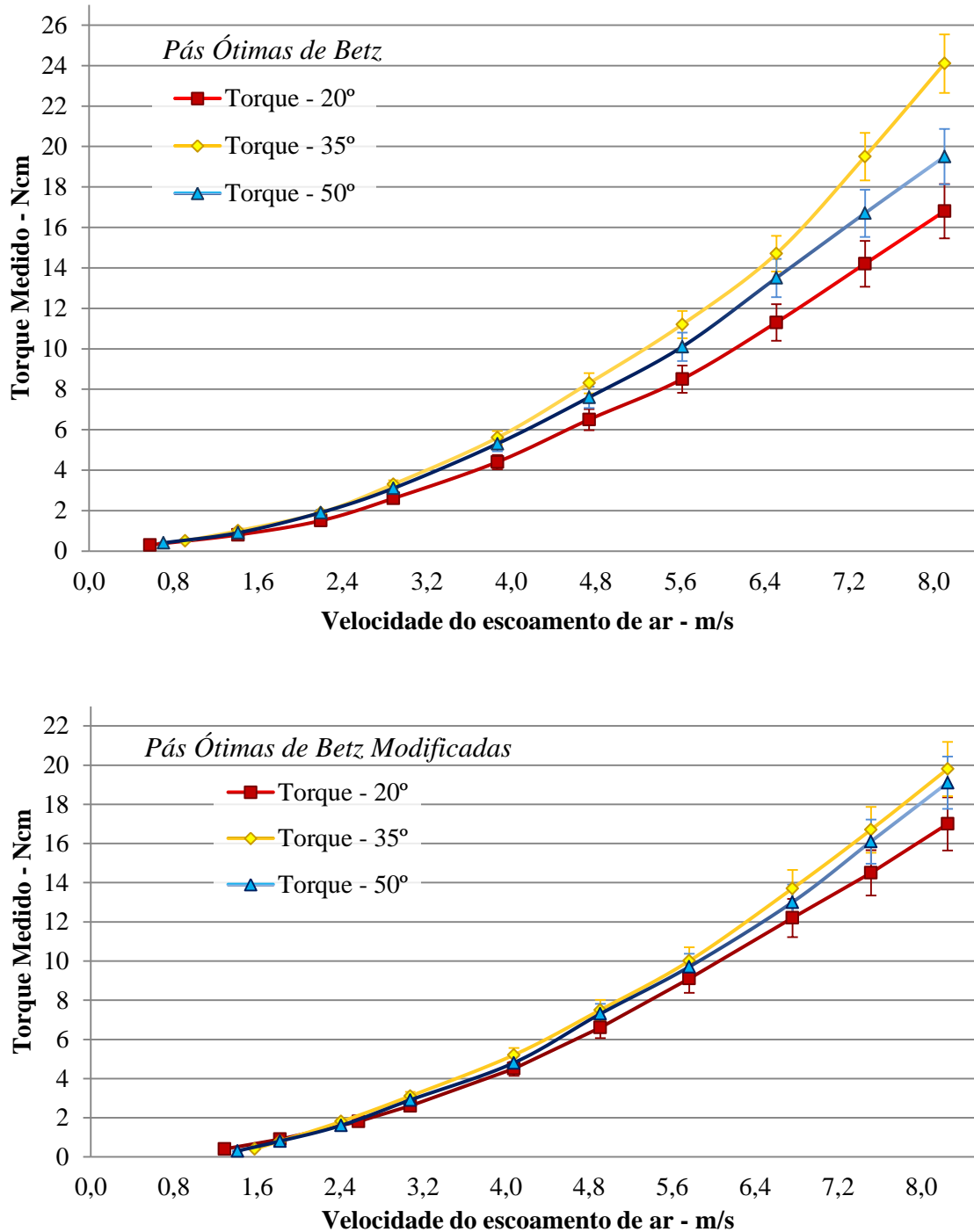


Figura 66 - Torque Estático Experimental para os dois tipos de turbinas e diferentes posições de pás.

5.6 Velocidade angular

Após o experimento os dados médios observados são lançados em software e expressos na Figura 67. Nos gráficos estão expressas as rotações por minuto observadas em relação a velocidade do escoamento de ar. Essa análise é importante para estimar-se a velocidade angular (Ω) a partir da relação descrita na literatura, a qual prevê que 1 RPM = 0,10471976 rad/s. Através das rotações por minuto medidas convertidas para velocidades angulares consegue-se uma estimativa da potência e do torque dinâmico através da Equação (4.15) e (4.16). Sendo assim, utilizando como exemplo os dados lidos a 50 Hz (velocidade de 8,1 m/s) para a Turbina Ótima de Betz com as pás a 20,20°, tem-se 4930 RPM o que resulta em uma velocidade angular de 514,49 rad/s e esse dado pode ser relevante na hora de prever-se a potência do equipamento real.

No comparativo as maiores leituras de velocidade angular são observadas quando a TOB está com as pás na Posição 1 a 20,20°. Como o melhor resultado observado para o torque estático é quando a TOB está com as pás na Posição 2 a 35,20° e o que deseja-se é a melhor relação entre o torque estático e a velocidade angular, acredita-se que a nova posição de projeto estará compreendida entre 20,20° e 35,20°, permanecendo muito próxima desta última.

Analisando a construção gráfica da Figura 67 tem-se um comportamento semelhante para ambas turbinas, que apresentam uma partida com velocidades médias do escoamento de ar medido entre 0,58 m/s (TOB – 20,20°) e 1,6 m/s (TOBM – 35,20°). Nota-se também que ao aumentar-se a velocidade do escoamento de ar aumenta-se também a velocidade angular (Ω). No entanto, as pás posicionadas a 50,20° apresentam Ω menores por estarem com o escoamento atingindo uma seção menor da corda dos perfis aerodinâmicos enquanto que as pás a 20,20° apresentam maiores Ω por apresentarem as cordas dos perfis aerodinâmicos posicionadas mais frontalmente ao escoamento.

Na análise de desempenho, observando cada turbina individualmente, temos que a TOB com as pás posicionadas a 20,20° apresenta a maior velocidade angular se comparada quando suas pás estão posicionadas a 35,20° (Ω é 46,3% menor) e a 50,20° (Ω é 69,5% menor). O mesmo ocorre para a TOBM, porém com mudanças nos percentuais sendo que quando as pás estão posicionadas a 35,20° a velocidade angular é 36,7% menor e quando as pás estão posicionadas a 50,20° a velocidade angular é 65,9% menor do que quando as pás estão posicionadas a 20,20°.

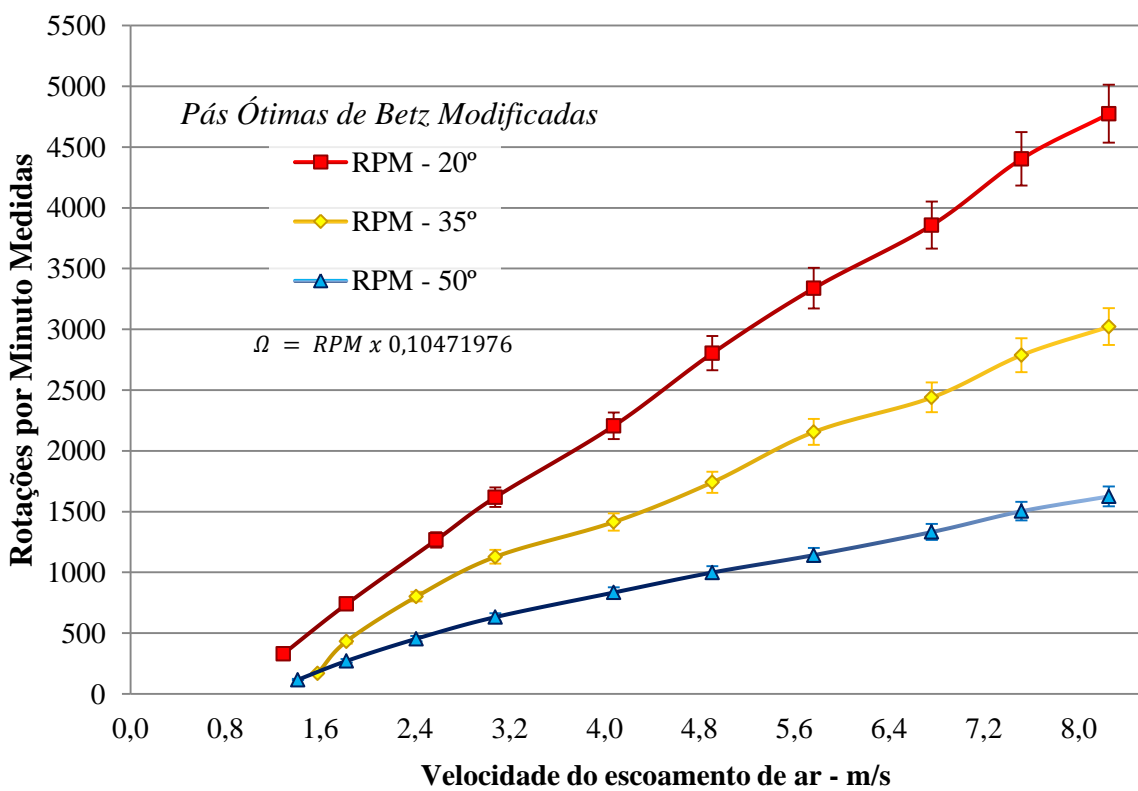
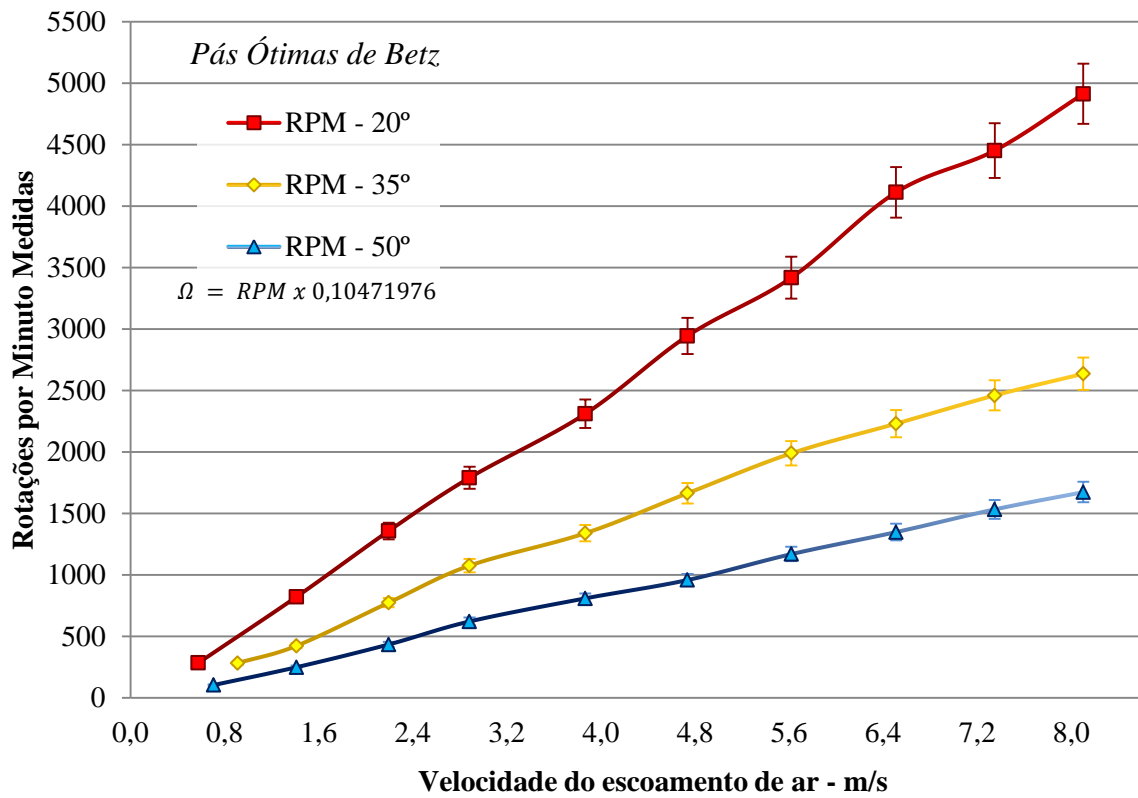


Figura 67 - Rotações por minuto para os dois tipos de turbinas e diferentes posições de pás.

Como análise complementar dessa etapa faz-se uma comparação entre as posições de inclinação das pás ($P1$, $P2$ e $P3$) (Figura 68), indicando-se quando cada tipo de turbina dá a partida sem carga.

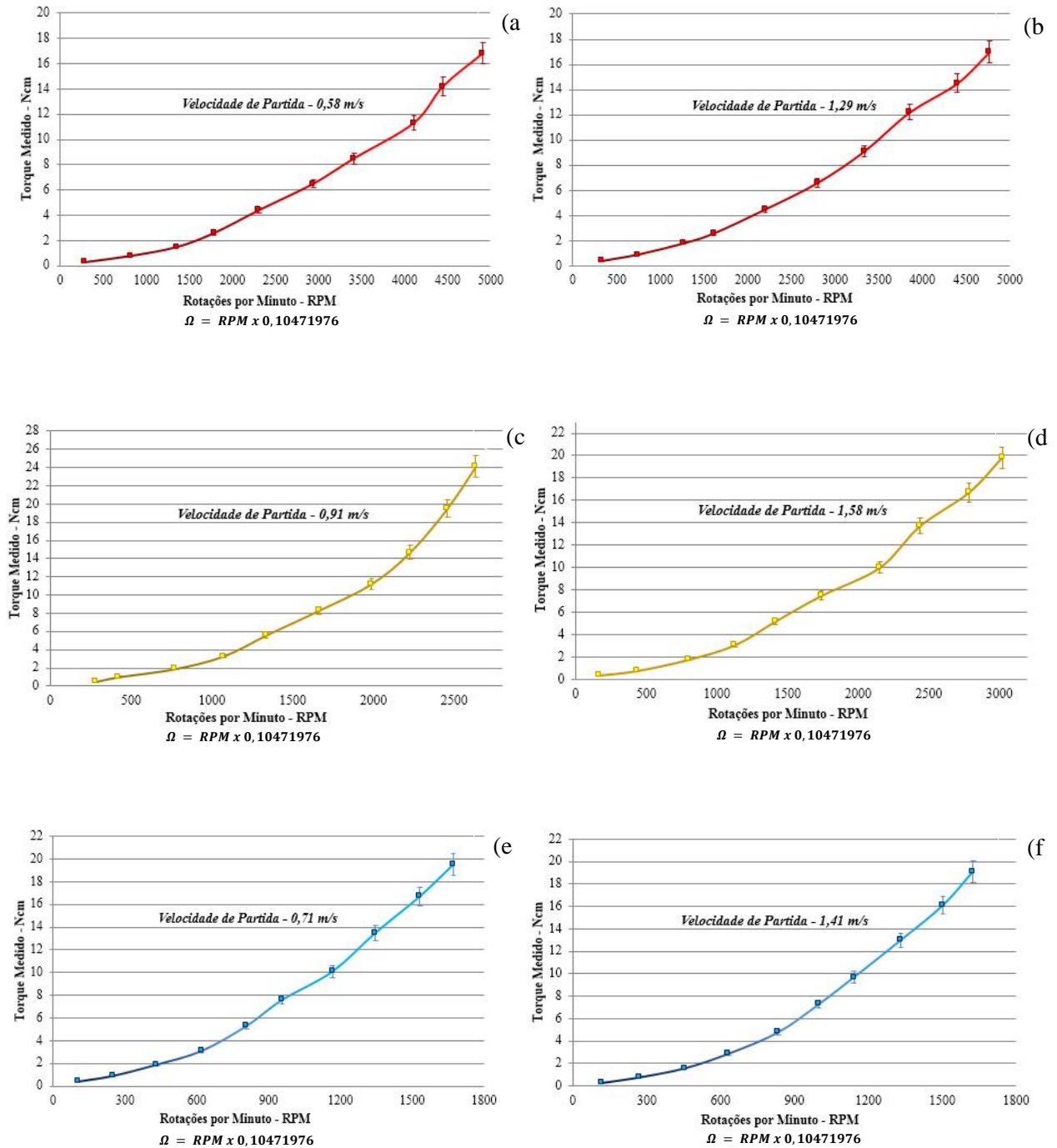


Figura 68 - Torque Estático em função da Velocidade Angular (Ω) e Velocidade de Partida da turbina com as pás nas Posições: a) e b) 1 ($P1$); c) e d) 2 ($P2$); e) e f) 3 ($P3$).

Com a análise da Figura 68 é possível estabelecer uma relação entre o torque estático e a velocidade angular medido em cada ponto da experimentação, e prever-se a melhor relação entre a velocidade do vento mínima necessária para a partida da turbina (torque estático), as rotações por minuto (torque dinâmico) e a potência elétrica que o gerador projetado gerará quando a turbina real for carregada.

Conhecendo-se o desempenho que cada turbina produz sem carga, é possível afirmar que, entre os dois tipos analisados (TOB e TOBM) variando-se as posições das pás (*P1*, *P2* e *P3*), a turbina que apresentou a melhor relação entre o torque estático e a velocidade angular é a TOB com as pás na Posição 2 a 35,20° (Figura 68.c). No entanto, caso necessite-se de maiores velocidades angulares e com isso maiores torques dinâmicos, as pás da TOB devem ficar posicionadas na *P1* a 20,20° (Figura 68.a).

Nas análises de velocidade de partida a que apresenta melhor desempenho nos testes é a TOB a 20,20° (Figura 68.a), que dá a partida com velocidade de vento medida de 0,58 m/s. Contudo, ambas partem com velocidades de escoamento muito baixas.

A turbina que demanda maior velocidade de vento para partir é a com Pás Ótima de Betz Modificadas na *P2* (Figura 68.d), registrando 1,58 m/s como velocidade de partida.

Para a análise gráfica individual tem-se o disposto na Tabela 11, a qual demonstra os valores mínimos e máximos observados durante as medições. Os demais dados observados para a construção gráfica da Figura 68 encontram-se expostos no APÊNDICE E e as incertezas das medições representadas nas imagens pelas barras de erro estão dispostas no APÊNDICE C.

Tabela 11 - Valores mínimos e máximos observados durante as medições para a construção gráfica da Figura 68.

Figura 68	Velocidade de Partida (m/s)	Velocidade Máxima (m/s)	RPM		Torque Estático (Ncm)	
			Partida	Máxima	Partida	Máximo
.a (TOB - P1)	0,58	8,1	284	4913	0,3	16,8
.b (TOBM - P1)	1,29	8,3	330	4774	0,4	17,0
.c (TOB - P2)	0,91	8,1	283	2636	0,5	24,1
.d (TOBM - P2)	1,58	8,3	169	3022	0,4	19,8
.e (TOB - P3)	0,71	8,1	104	1673	0,4	19,5
.f (TOBM - P3)	1,41	8,3	118	1626	0,3	19,1

Para a melhor compreensão da Tabela 11 a velocidade, as rotações por minuto e o torque estático de partida são registrados no instante em que a turbina começa o movimento de giro e os valores descritos são os médios após feito o registro de três leituras para cada variável. A velocidade máxima é a velocidade média medida quando o túnel aerodinâmico está parcialmente obstruído pela turbina, e as RPM e o torque estático máximos são os valores (médios) medidos quando o escoamento do ar atinge a máxima velocidade no interior do túnel aerodinâmico. A variação da velocidade máxima medida dá-se, pois, a TOBM permite que uma parcela maior do escoamento de ar passe entre suas pás.

5.7 Curva de Potência

Ao analisar-se a potência extraída calculada para cada tipo de turbina verifica-se que a TOB extrai 22,2 % a mais da potência do escoamento de ar do que a TOBM. Isso se dá pela maior superfície de contato das pás da TOB e, portanto, mesmo que demande maior quantidade de material, esse tipo de pá deve ser preferido frente às pás da TOBM.

Acredita-se que a curva de potência estimada para cada protótipo (Figuras 69) seja capaz de prever percentuais aproximados aos que serão observados quando a turbina real for posta em funcionamento, pois leva em consideração um novo coeficiente de potência (C_P Protót.) e a velocidade do escoamento de ar com coeficiente de decréscimo.

Na Figura 69 observa-se que mesmo com velocidades de 1,7 m/s já é possível estabelecer-se uma relação de potência, no entanto vale ressaltar que os valores apresentados para potência não foram medidos, mas sim calculados através da Equação (30) e como as turbinas foram testadas sem carregamento o equacionamento não leva em consideração a eficiência do gerador elétrico.

Como o motor do túnel aerodinâmico não atinge velocidades superiores a 9,88 m/s e ao ser parcialmente obstruído pela turbina não apresenta velocidades superiores a 8,6 m/s, a representação gráfica apresentada na Figura 69 demonstra as curvas de potência que esse tipo de equipamento apresenta ao ser testado com baixas velocidades.

Para o projeto da turbina real a velocidade nominal é de 10 m/s e pelo número de pás acredita-se que essa seja a velocidade ideal para a melhor relação entre eficiência aerodinâmica e segurança. Haja visto que o maior número de pás aumenta o torque dinâmico e estático gerados pelas turbinas e quanto maior for as velocidades de vento maior será a quantidade de giros do equipamento.

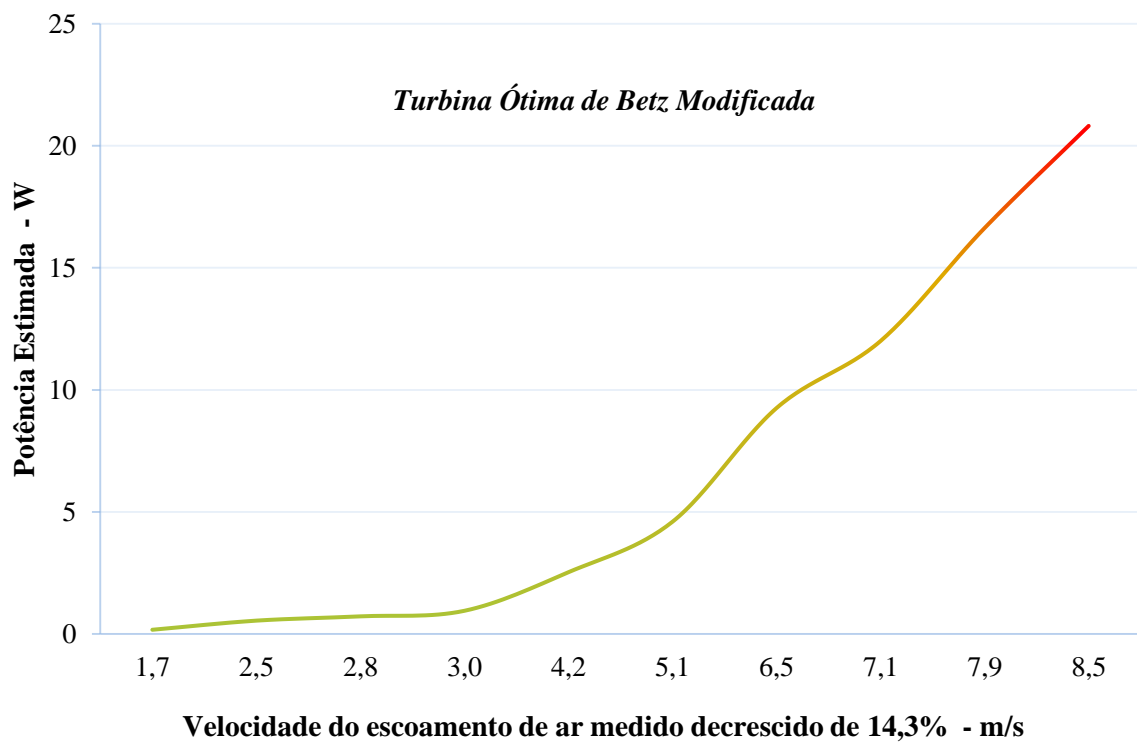
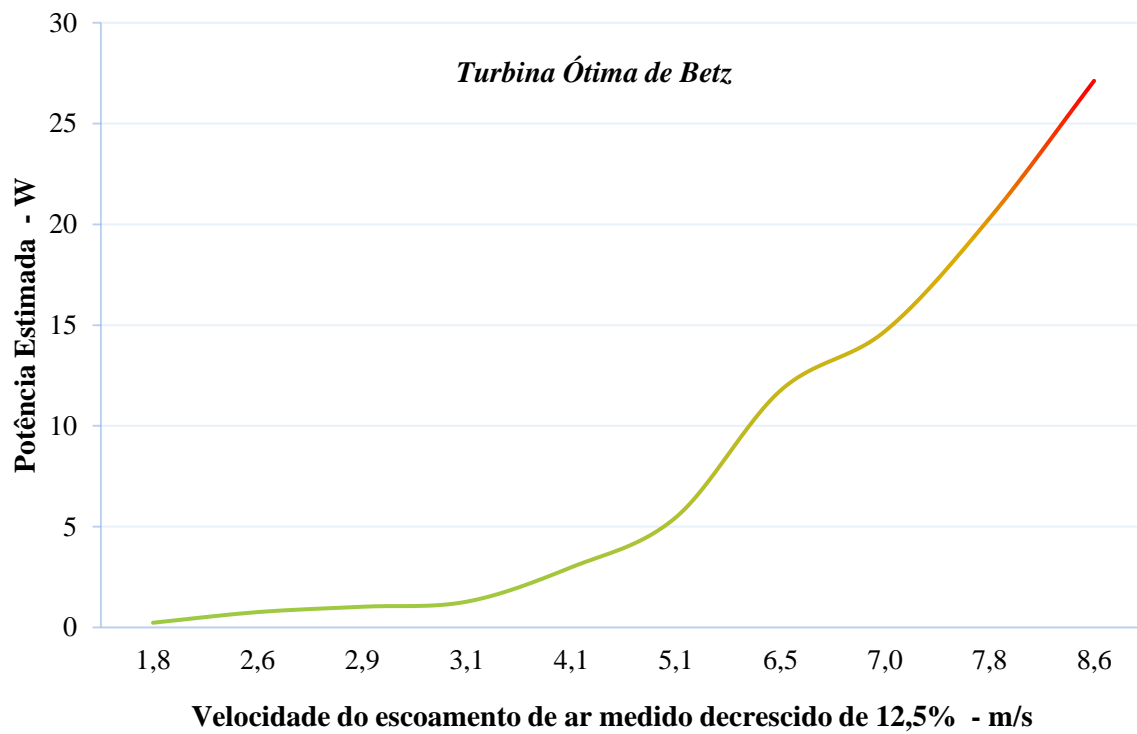


Figura 69 - Curva de potência estimada para os dois tipos de turbinas testadas.

A partir das curvas da Figura 69 e considerando-se que a turbina real será projetada para trabalhar com velocidades de até 10 m/s, constrói-se a curva de potência estimada de cada protótipo (Figura 70).

Para tanto, utiliza-se uma extrapolação das velocidades observadas no túnel aerodinâmico, uma vez que as leituras não alcançam os 10 m/s em nenhum dos perfis de velocidade descritos anteriormente.

A curva de potência da Figura 70 possui uma sugestão de controle de potência pela mudança do ângulo de inclinação das pás (linhas tracejadas) uma vez que se faz esse tipo de testes na presente dissertação.

O projeto da turbina real deve prever esse controle para que o equipamento ao ser exposto a rajadas não supere a velocidade nominal de projeto e tampouco coloque em risco a integridade física do equipamento e a segurança da área de entorno às instalações da turbina eólica.

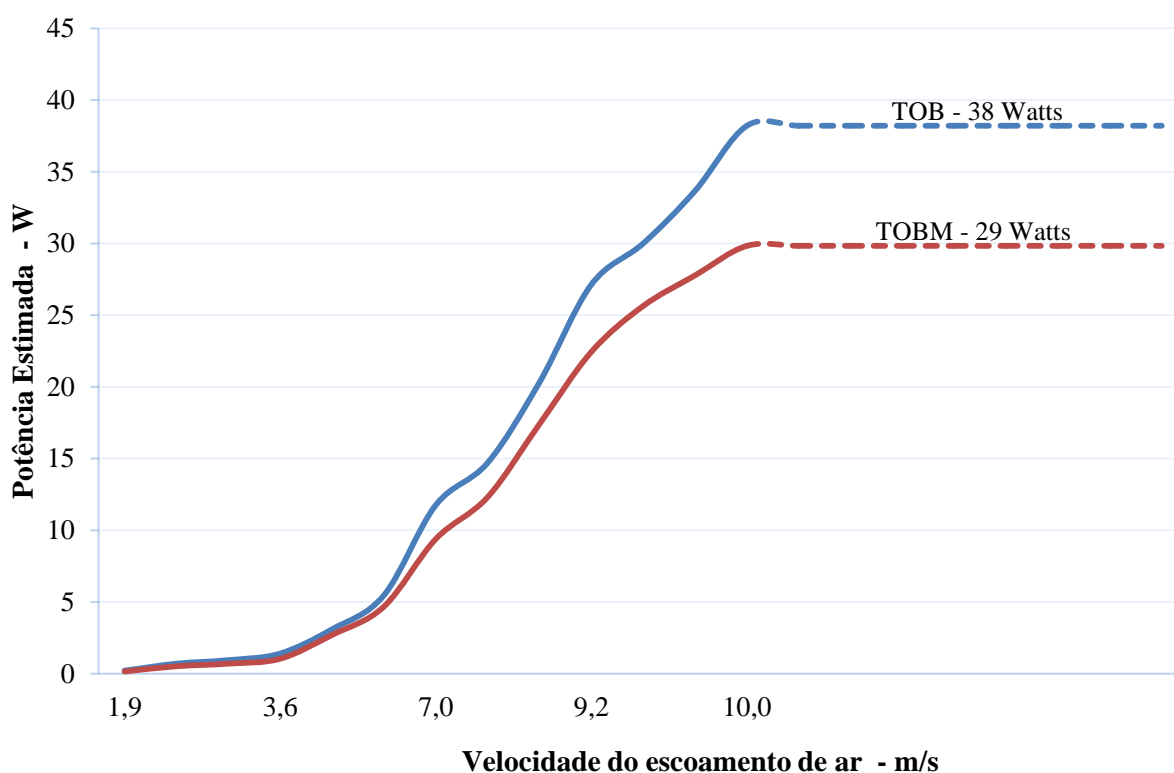


Figura 70 - Curva de potência estimada para os dois protótipos atuando com velocidade nominal de 10 m/s.

6. CONCLUSÕES

O mercado de Pequenos Aerogeradores no Brasil está em desenvolvimento gradual e ascendente. Porém, os dados informados aos consumidores nem sempre caminham junto com esse desenvolvimento. A caracterização aerodinâmica e do desempenho de uma máquina eólica deve seguir o descrito pelas normas para proporcionar maior exatidão e credibilidade nos dados informados. Essa padronização dos testes traz benefícios que podem alavancar a expansão e disseminação dessa tecnologia.

Os dados levantados experimentalmente visam tornar as informações disponíveis a pesquisadores e empresas, para que antes de se traçar um perfil de rendimento de uma turbina consiga-se uma previsão de geração de energia e relatório de erros, sem o investimento na construção e testes de uma máquina real.

A prototipagem 3D administrada neste trabalho possibilita a geração de perfis com alto grau de fidelidade estrutural e aerodinâmico o que garante a confiabilidade dos dados medidos. No que diz respeito aos custos, com exceção dos casos que se necessite de alta resolução na peça finalizada, aconselha-se a aquisição de uma impressora 3D ao invés de terceirizar o serviço, o qual mostrou-se demasiadamente caro.

Através da análise experimental da esteira aerodinâmica de um modelo em escala reduzida ensaiado em túnel aerodinâmico e confeccionado por prototipagem 3D estima-se um coeficiente de potência (C_p Protót.) de 35% para a TOB e 28,6% para a TOBM.

Analisando-se as curvas de potência destes modelos testados na $P1-20,20^\circ$, a TOB extrai 22% a mais de potência do escoamento do que a TOBM.

Os resultados experimentais de torque e potência demonstram boa aproximação com os resultados obtidos por avaliação analítica.

Observa-se que nos resultados experimentais de torque a melhor posição da pá é a $P2-35,20^\circ$, sendo que nessa posição a turbina construída com Pás Ótimas de Betz apresenta torque estático 17,8% superior à construída com as Pás Modificadas.

Nas análises de velocidade de partida e velocidade angular, a que apresenta melhor desempenho nos testes é a TOB na $P1-20,20^\circ$, dando a partida com velocidade de vento medida de 0,58 m/s e apresentando 514,49 rad/s (4930 RPM) a 50 Hz.

Para uma relação ótima entre velocidade angular e torque estático deve-se construir uma TOB com o posicionamento das pás entre $P1-20,20^\circ$ e $P2-35,20^\circ$. É possível estimar que esse novo posicionamento seja de 34° .

De acordo com a análise do perfil de velocidades do túnel aerodinâmico entende-se que melhorias no canal aerodinâmico podem resultar em um escoamento mais uniforme na seção transversal. Com o projeto virtual disponibilizado no ANEXO D já se trabalha com simulações na tentativa de projetar-se melhorias físicas para o túnel aerodinâmico e assim tornar o escoamento mais constante em toda a sua seção transversal.

Os experimentos apresentados no presente trabalho, somados aos esforços de outros pesquisadores e colaboradores, contribuirão para o projeto de uma turbina eólica real, os dados levantados experimentalmente devem ser confrontados com os observados quando a turbina real entrar em funcionamento. Assim, podem-se desenvolver coeficientes que correlacionem a curva de potência levantada experimentalmente em laboratório com a que será apresentada quando o equipamento for efetivamente construído. Sendo assim, essa correlação trará mais confiabilidade na hora de projetar-se um aerogerador de pequeno porte, pois antes da construção da turbina, já será possível prever com aceitável grau de exatidão quanto o equipamento gerará de energia. Soma-se a isso, o fato da certificação trazer maior confiabilidade na hora do dimensionamento e, portanto, tão logo construído um equipamento eólico é de suma importância que se tenha curvas de potência confiáveis que não gerem sub ou superdimensionamentos. Isso só se consegue levando-se em consideração o exposto nas normas de certificação.

A expectativa é de no futuro ser possível descrever uma nova metodologia para, a partir de coeficientes de correlação, determinar-se uma curva de potência confiável através de simulação ou prototipagem antes de partir-se para a construção de um equipamento em escala real.

6.1 Sugestões de trabalhos futuros

Com o intuito de disseminar o conhecimento, além de submeter-se essa dissertação ao *International Congress of Mechanical Engineering - COBEM 2015* (ANEXO E), também propõe-se um projeto de extensão que será capaz de divulgar e tornar de domínio público a energia eólica para sociedade em geral, através de apresentações em feiras, escolas, congressos, etc. Isso poderá concretizar-se por meio de demonstrações do funcionamento das turbinas prototipadas, aliadas com uma série de informações técnicas e práticas como, por exemplo, a maquete de uma casa ou vila sendo energizada por essa tecnologia. Para tanto basta que se conecte ao eixo um gerador de baixa potência (motor de impressora por exemplo), expanda-se

um circuito elétrico ligado a alguns leds e finalmente utilize-se um ventilador como representante do vento natural.

Com o intuito de que a metodologia abordada aqui, adicionada a conhecimentos futuros, desencadeie uma nova maneira de se prever a curva de potência de uma máquina real através de um protótipo construído de forma que traduza realismo aerodinâmico e estrutural deve-se finalizar o estudo sobre a determinação experimental da curva de potência de um equipamento.

Para auxiliar em outros aspectos como estrutura e comportamento da turbina real em funcionamento, sugere-se uma análise através de simulação numérica. Isso será um facilitador quando for necessário saber como se comportará a turbina após construída com suas dimensões reais.

Testes de ruptura de corpos de prova auxiliarão também na descrição das forças as quais está sujeito o protótipo quando em giro livre, evitando-se, assim, a ruptura das pás prototipadas dentro do canal aerodinâmico, com intuito de se prevenir acidentes e danos ao motor.

Simulações computacionais do protótipo levando-se em consideração os dados observados experimentalmente podem resultar em um comparativo interessante entre os dois métodos, para fins de determinar-se quanto há de variação entre os dois resultados. Pode-se simular o torque estático, as rotações por minuto, a esteira aerodinâmica, a estrutura das turbinas, etc.

Também através de simulação computacional pode-se estimar o ponto de ruptura do protótipo construído em PLA e confrontá-lo com o exposto nesse trabalho. Com isso será possível ter-se um comparativo relevante para a escolha de outros tipos de materiais tanto para a estrutura quanto para a superfície das pás. Este tipo de teste pode ainda ser conclusivo para determinar se o que ocasionou a falha da TOBM foi realmente o processo de impressão.

Além disso, pode-se trabalhar com a influência da rugosidade das pás no torque estático, esteira aerodinâmica e RPM medidas, utilizando-se os materiais aqui descritos e outros mais, que após aplicados sobre as pás deverão ter sua rugosidade medida com o auxílio de um rugosímetro ou determinadas através de simulação.

Outras posições da pá podem ser previstas experimental e simuladamente para refinar o comportamento da turbina ao torque e rotação e auxiliar nas decisões futuras sobre freios e processos de guinada do aerogerador real quando exposto a fortes ventos ou rajadas.

Podem-se também testar alguns tipos de geradores conectados ao eixo, ou não, para prever-se as características apresentadas quando o protótipo for carregado. Assim pode-se definir alguns dados elétricos experimentais, e por fim expandi-los para o equipamento real. Através desse experimento pode-se também definir a curva de potência real do protótipo, levando-se em consideração a eficiência do gerador escolhido.

Outra informação relevante é utilizar a mesma metodologia apresentada nesse trabalho, porém com novos perfis aerodinâmicos para decidir se realmente o perfil NACA 0012 será o que gerará maior energia.

A fim de determinar-se a curva de potência real do equipamento pode-se medir o torque dinâmico. Com os dados obtidos experimentalmente acredita-se ser possível determinar a curva de potência real do protótipo e em seguida confrontá-la com a curva de potência real do equipamento eólico.

Proceder-se os testes com intuito de certificação do equipamento, também será de suma importância. Para tanto, deve-se seguir o descrito pela normalização, a qual possui alguns passos descritos em síntese no Capítulo 3 desse trabalho, atentando-se para que as condições de projeto e as condições de laboratório sejam atendidas rigorosamente.

Fazer um comparativo entre o observado em laboratório e o observado a campo também seria outra maneira de se validar os dados do protótipo e avaliar o grau de eficiência do processo experimental. Para tanto, seria necessário instalar o protótipo em um local que disponha de ventos, determinar-se as velocidades de ventos ao qual ele será exposto e com os equipamentos já descritos, fazer-se novamente as medições.

Todos os dados descritos nesse trabalho poderão resultar em novos trabalhos quando a turbina real for posta em funcionamento. Isso possibilitará uma série de comparativos entre simulação computacional, experimento laboratorial e testes a campo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas. **NBR 10151**: Avaliação do ruído em áreas habitadas visando o conforto da comunidade - Procedimento, 2000.

ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas. **NBR 10152**: Níveis de Ruído para Conforto Acústico, 1987.

Acunha, I., "**Análise do Desempenho de um Aerogerador de Pequeno Porte**", Dissertação de Mestrado, Engenharia Oceânica, FURG, 2006.

ADINELSA. **Administración de Infraestructura Eléctrica S.A.** Disponível em: <<http://www.adinelsa.com.pe/Default.aspx>>. Acesso em: 7 de maio 2014.

AIRFOIL TOOLS. Disponível em: <<http://airfoiltools.com/polar/details?polar=xf-n0012-il-1000000-n5>>. Acesso: em 18 de junho 2014.

Akwa, J., "**Análise Aerodinâmica de Turbinas Eólicas Savonius Empregando Dinâmica dos Fluidos Computacional**", Dissertação de Mestrado, PROMEC, UFRGS, 2010

Alé, Jorge Antonio Villar *et al.* **Avaliação do Desempenho de Aerogeradores em Túnel de Vento**. Disponível em: <http://www.pucrs.br/ce-eolica/2008/2008_03.pdf 2002>. Acesso em: 15 de dezembro 2014.

Ály, Filho.F.F., Petry, A. P., *et al.* **Sistema para Microgeração Eólica com Eficiência e Segurança**. Disponível em <http://www.cnpq.br/web/guest/chamadas-publicas?p_p_id=resultadosportlet_WAR_resultadoscnpqportlet_INSTANCE_0ZaM&filtro=abertas&detalha=chamadaDetalhada&exibe=exibe&idResultado=492-1-2061&id=492-1-2061>. Acesso em: 20 de janeiro 2014.

AMPAIR. Disponível em: <http://www.ampair.com/sites/all/files/product/resources/Ampair_600_manual_rev_July_2007.pdf>. Acesso em: 15 de maio 2014.

Atlas do Potencial Eólico Brasileiro, pag.44, Brasília, 2001.

Audierne, E., Elizondo, J., Bergami L., Ibarra H., Probst, O., **Analysis of the Furling Behavior of Small Wind Turbines**. Applied Energy, 2010, Vol. 87, pp. 2278-2292.

AWEA. **AWEA Small Wind Global Market Study 2010**. American Wind Energy Association, 2010.

Balat, M., **A Review of Modern Wind Turbine Technology**. Energy Sources, Part A, 31:1561–1572, 2009.

Bergey Wind Power. **Especificações Aerogerador Bergey Excel 10**. Disponível em: <http://bergey.com/documents/2013/10/excel-10-spec-sheet_2013.pdf>. Acesso em: 19 de abril 2014.

BP. **BP Statistical Review of World Energy June 2013**. Disponível em: <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/statistical-review/statistical_review_of_world_energy_2013.pdf>. Acesso em: 15 de abril 2014.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 19 de abr. 2012. Seção 1, v.149, n.176, p.53.

Burton, T., Sharp, D., Jenkins, N., and Bossanyi, E... **Wind Energy Handbook**. John Wiley & Sons Ltd, Toronto, 2001.

CBEE. **Centro Brasileiro de Energia Eólica**. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/principal.php>>. Acesso em: 6 de maio 2014.

CEE – **Cornel Engineering Civil and Environmental Engineering**. Disponível em: <http://ceeserver.cce.cornell.edu/whb2/cee331/lecturenotes03/cee331_14.pdf>. Acesso em: 28 de setembro 2015.

CEPEL. **Centro de Pesquisa em Energia Elétrica**. Disponível em: <<http://www.cepel.br/>> . Acesso em: 6 de maio 2014.

CHESF- Companhia Hidro Elétrica do São Francisco. **Fontes Energéticas Brasileiras, Inventário / Tecnologia**. Energia Eólica. v.1 De cata-ventos a aerogeradores: o uso do vento. Rio de Janeiro, 1987.

CLIEVER. Disponível em: <<http://www.cliever.com.br/>> Acesso em: 15 de fevereiro 2015.

COMPOSITESWORLD. **The Markets Renewable Energy**. Disponível em: <<http://www.compositesworld.com/articles/the-markets-renewable-energy-2012>>. Acesso em: 19 de abril 2014.

de Almeida, P., Silva P. **The peak of oil production - Timings and market recognition**, Energy Policy, v. 37, ed. 4, pp 1267-1276, 2009.

De Paula, A.V., "**Estudo Sobre o Fenômeno da Biestabilidade de Escoamentos Turbulentos em Bancos de Tubos de Arranjo Triangular**", Dissertação de Mestrado, PROMEC, UFRGS, 2008.

DEWI. **German Wind Energy Institute**. Disponível em: <<http://www.dewi.de/dewi/index.php>>. Acesso em: 9 de maio 2014.

ECLETIC ENERGY. Disponível em: <<http://www.duogen.co.uk/page21.html>>. Acesso em: 16 de maio 2015.

Eisenman, Harry J III. **Charles F. Brush: Pioneer Innovator in Electrical Technology**. Ph.D. Dissertação. Institute of Technology, Cleveland, Ohio, 1967.

ENCRAFT WARWICK WIND TRIALS PROJECT. Disponível em: <<http://www.warwickwindtrials.org.uk/resources/Warwick+Wind+Trials+Final+Report.pdf>>. Acesso em: 16 de maio 2014.

ENERGY BALL. Disponível em: <<http://home-energy.com/int/ebv200.htm> >. Acesso em: 16 de junho 2015.

Energy Information Administration **International Energy Outlook 2013**. With Projections to 2040. Disponível em: <[http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484\(2013\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484(2013).pdf)>. Acesso em: 15 de abril 2014.

EVANCE WIND. Disponível em: <<http://www.evancewind.com/products/r9000-5kw-system/overview>>. Acesso em: 15 de maio 2015.

FORTIS MONTANA. Disponível em: <<http://www.fortiswindenergy.com/products/wind-turbines/montana>>. Acesso em: 15 de maio 2015.

FORTIS PASSAAT. Disponível em: <<http://www.fortiswindenergy.com/products/wind-turbines/passaat>>. Acesso em: 15 de maio 2015.

Franco, L. F. L., "**Estudo Experimental de um Rotor Savonius com Estator**", Monografia, Engenharia Mecânica, UFRGS, 2013.

Gasch, R., Twele, J., **Wind Power Plants. Fundamentals, Design, Construction and Operation**. Springer Heidelberg Dordrecht London New York, 2002. 548 p. ISBN: 978-3-642-22937-4

Gregg, J.R., "**Design and Experimental Testing of Small-Scale Wind Turbines**"; Dissertação de Mestrado, Engenharia Mecânica, Universidade de Baylor, 2011.

Horn, D., "**Análise Numérica da Esteira Aerodinâmica Formada por uma Turbina Eólica com Dimensionamento Ótimo de Betz**", Dissertação de Mestrado, PROMEC, UFRGS, 2010.

IEC 61400-1: Wind Turbines - Part 1: Design Requirements 3ª Edição, 2005.

IEC 61400-2: Wind Turbines - Part 2: Design requirements for small wind turbines. 2ª Edição, 2006.

Kaboldy. **Persian type windmill 2009**. Disponível em: <http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Perzsa_malom.svg>. Acesso em: 12 de abril 2014.

Kline, S. J. and McClintock, F. A. **Describing the uncertainties in single sample experiments**. *Mechanical Engineering*, 1953.

Ludwig, D., "**Análise Numérica da Influência de Fatores Atmosféricos na Esteira Aerodinâmica de Turbinas Eólicas**", Dissertação de Mestrado, PROMEC, UFRGS, 2011.

Lutz, O., "**Situação, Necessidade de Desenvolvimento, Concepção de Configuração e Perspectivas de Aerogeradores de Pequeno Porte a Serem Utilizados no Brasil**", Dissertação de Mestrado, PPGEM, UFRGS, 2006.

Macedo, Z.S. *et al.* **Caderno de Experiências**. Disponível em: <<https://docs.google.com/document/d/17jTAaVXMXVQqsfeaQqxAY4h3rZtu47sZbkrts5F2wjE/edit>> Acesso em: 22 de setembro 2015.

Manwell, J.F., McGowan, J.G., Rogers, A.L. **Wind Energy Explained: Theory, Design and Application**. Wiley, Chichester, New York, 2002.

Mariotto, A.F. "**Estudo e Melhoria em Máquina de Impressão 3D**", Trabalho de Conclusão de Curso (TCC), Escola de Engenharia São Carlos, USP, 2013.

Matsumoto, E., **Túnel de Vento do LACAF/FEC/UNICAMP - Instrumento para Ensaios de Modelos Físicos Reduzidos e Ventilação Natural**. Disponível em: <<http://www.cliv2.ing.unlp.edu.ar/public/actas%20congreso/39.Matsumoto.CLIV2.pdf>>. Acesso em: 22 de junho 2014.

Moffat, R. J., "**Describing the Uncertainties in Experimental Results**". Experimental Thermal and Fluid Science, 1:3-17, 1988.

Patriozotto, R.R., "**Análise e Viabilidade Técnica de Implantação de Aerogeradores Eólicos de Pequeno Porte**", Tese de Doutorado Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Energia na Agricultura, Universidade Estadual do Oeste do Paraná, 2012.

PAUL ZANDER. Disponível em: <<http://www.paulzander.biz/centerboards.html>> Acesso: em 18 de junho 2014.

Pereira, I.Q.G., "**Condições de Viabilidade da Microgeração Eólica em Zonas Urbanas**" Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia, Universidade do Porto, 2010.

Prado, L.F.B., "**Projeto de Aerogerador para Residências sem Acesso à Rede de Energia Elétrica**". Disponível em:< http://sites.poli.usp.br/d/pme2600/2010/Artigos/Art_TCC_036_2010.pdf>. Acesso em: 19 de dezembro 2014.

Rocha, P.A.C. *et al.* "**Montagem e Testes de uma Bancada para Medição de Desempenho de Aerogeradores em Escala**". Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?pid=S1806-11172011000200010&script=sci_arttext>. Acesso em: 20 de junho 2014.

Silva, G.B.O., "**Desenvolvimento de uma Turbina Eólica de Eixo Vertical**"; Dissertação de Mestrado, Instituto Superior Técnico, Universidade Técnica de Lisboa, 2012.

Song, Q., "**Design, Fabrication, and Testing of a New Small Wind Turbine Blade**", Dissertação de Mestrado, Escola de Engenharia, Universidade de Ghelph, 2012.

STRATASYS. Disponível em: <<http://www.stratasys.com/br/impressoras-3d/design-series/connex-systems>>. Acesso em 02 de fevereiro 2015.

SWIFT WIND ENERGY. Disponível em: <http://www.cascaderenewableenergy.com/sites/default/files/docs/1%20Cascade%20Engineering_SWIFT%20Brochure-8.pdf>. Acesso em: 15 de maio 2014.

Teixeira A.R., "**Micro - turbinas Instaladas em Ambiente Urbano para Aplicações de Microgeração: desenvolvimento de uma metodologia para identificação e caracterização do potencial eólico**", Dissertação de Mestrado, Engenharia da Energia e do Ambiente, Universidade de Lisboa, 2010,

TURBY. Disponível em: <<http://www.turby.nl/99-downloads/Turby-EN-Application-V3.0.pdf>>. Acesso em: 15 de maio 2014.

Verdum, V., "**Projeto de um Aerogerador com Segurança Inerente para Aplicação Urbana**", Dissertação de Mestrado, PROMEC, UFRGS, 2013.

Wenzel, G.M., "**Projeto Aerodinâmico de Pás de Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal**", Monografia, FENG, PUCRS, 2007.

WINDSAVE. **Better generation group ltda**. Disponível em: <<http://www.bettergeneration.co.uk/wind-turbine-reviews/windsave-ws1200-wind-turbine.html>>. Acesso em: 16 de maio 2014.

WPP. **Wind Power Program**. Disponível em: <<http://www.wind-power-program.com/>>. Acesso em: 11 de maio 2014.

WRE 030/WRE 060. Disponível em: <<http://www.scotland.gov.uk/Resource/Doc/1086/0006227.pdf>>. Acesso em: 16 de maio 2015.

WWEA. **World Wind Energy Association**. Disponível em: <http://www.wwindea.org/home/index.php?option=com_content&task=view&id=345&Itemid=43>. Acesso em: 17 de abril 2014.

XZERES WIND. Disponível em: < <http://www.xzeres.com/wind-turbine-products/xzeres-skystream-3-7wind-turbine/> >. Acesso em: 15 de maio 2015.

ZEPHYR CORPORATION. Disponível em: <https://www.zephyreco.co.jp/en/products/airdolphin_make-zero_pro.jsp>. Acesso em: 15 de maio 2014.

APÊNDICE A - Orçamento das empresas especializadas em prototipagem 3D

Tabela A 1 - Orçamento das empresas especializadas em prototipagem 3D


Empresa 1	R\$ 9.600,00
Empresa 2	Entre R\$ 9.920,00 e R\$ 18.680,00
Empresa 3	R\$ 9.264,00

Os valores descritos na Tabela A 1 foram avaliados sobre a solicitação de orçamento descrita na Tabela A 2.


Tabela A 2 - Modelo de pedido de orçamento

Solicitação de Orçamento

Data: 26/01/2015, Segunda - Feira, 17:33

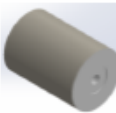
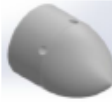




UFRGS



PROMEC

Universidade Federal do Rio Grande do Sul - UFRGS
Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica - PROMEC
Laboratório de Mecânica dos Fluidos
Responsável: Eng. Saulo Garré
E-mail: Saulo.garre@hotmail.com

Descrição de Itens			
Arquivo	Quantidade	Imagem	Extensão
Fixador do Eixo da Nacele ao Túnel	1		.STL
Nacele do Aerogerador	1		.STL
Pá Betz Modificada	5		.STL
Pá Ótima de Betz	5		.STL

APÊNDICE B – Manual de procedimentos para impressão de uma peça 3D

O descrito aqui foi disponibilizado, por meio virtual e impresso, ao GMAp/NOTAq formatado como um manual de procedimentos, servindo, entre outras coisas, como uma forma de agradecimento pelo empréstimo de suas instalações e equipamentos.

B.1 Cliever Lab (Pro)

Na Figura B 1 destaca-se a área de trabalho do software e na Figura B 2 seus dois menus. Em seguida, dá-se ênfase para as funcionalidades e configurações mais usuais do software.

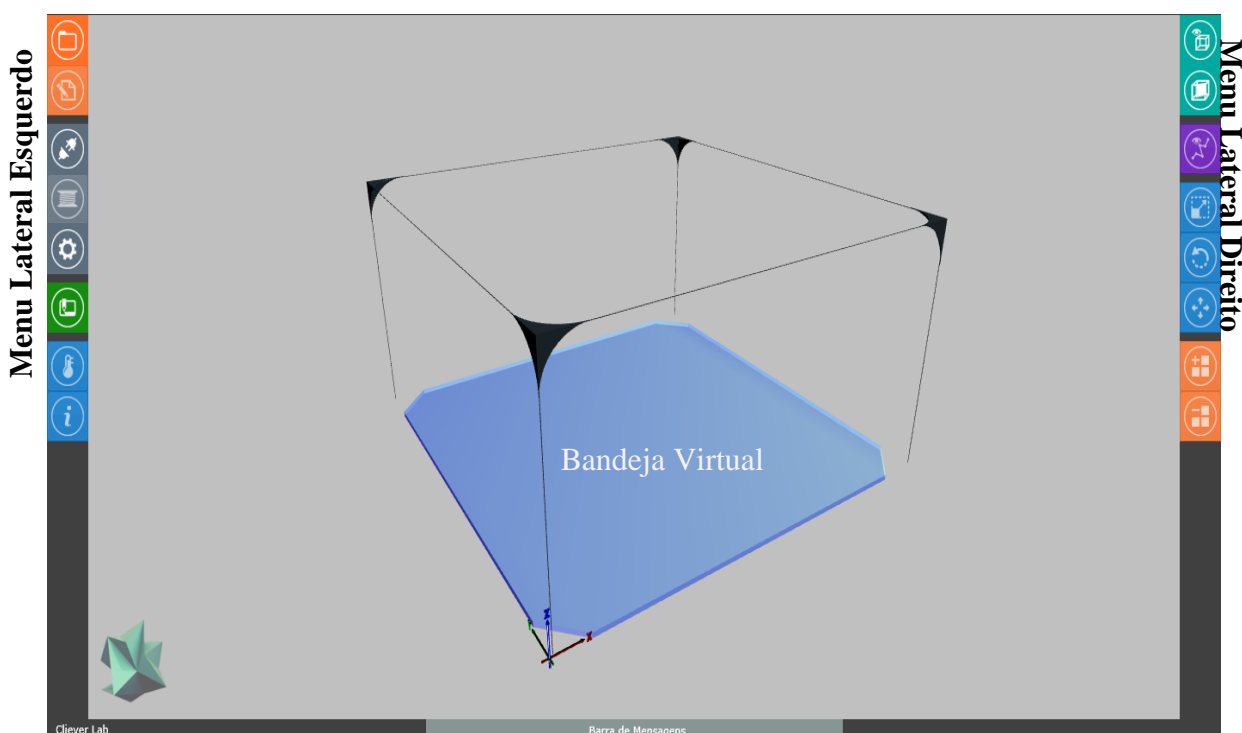


Figura B 1- Área de trabalho do Cliever Lab (Pro).

B.2 Troca de filamento

As impressoras 3D operam com uma gama muito grande de filamentos, resinas e inclusive líquidos. Além disso, já existem no mercado as impressoras denominadas multimateriais, as quais, através da combinação de duas resinas básicas em concentrações e estruturas específicas, conseguem criar em torno de 140 materiais distintos, como por exemplo

borracha, materiais transparentes, materiais rígidos, ABS, entre outros. Inclusive esse tipo de máquina consegue em um único trabalho combinar simultaneamente as propriedades de 14 materiais, simulando a aparência, a sensação e o funcionamento precisos do produto final [Stratasys, 2015]. No entanto as máquinas de impressão 3D que atualmente dominam o mercado, na sua grande maioria, operam com filamentos do tipo ABS ou PLA.

O PLA ou Ácido Polilático, é um tipo de plástico biodegradável, feito a partir de amido de milho ou cana-de-açúcar. Por essa razão ganhou o nome de “plástico verde” e é amplamente usado em embalagens para produtos alimentares.

Já o ABS ou Acrilonitrila Butadieno Estireno, é feito a partir de derivados do petróleo, tem uma temperatura de fusão mais elevada. O seu uso é variado, desde para-choques de carro e capacetes de moto a instrumentos musicais, legos e móveis, entre muitos outros. Tanto os filamentos oriundos de PLA como de ABS, são comercializados em rolos de 1 kg, em cores diversas e nas espessuras de 1,75 mm e 3 mm de diâmetro.

Na CL1 o tipo de filamento que se adapta melhor é o PLA de 3 mm. Com o ABS, conforme será visto no subitem B.8, não se consegue gerar um produto final satisfatório, após 50 horas de tentativas frustradas.









Quando existe a necessidade de troca desse filamento basta que se abra o Cliever Lab (Pro) e clique-se em *Trocar Filamento*. O Software irá abrir uma janela para selecionar o diâmetro do filamento que será utilizado, no caso da CL1 3 mm. Após selecionado o diâmetro do filamento, seleciona-se o tipo de filamento que será utilizado.

No próximo passo, coloca-se o rolo de filamento na máquina, em seguida insere-se a ponta do filamento no tubo guia e prossiga. Após, é necessário passá-lo por dentro do tubo guia, deixando uma sobra de 30 cm para facilitar a inserção do filamento na impressora. Aguarda-se enquanto a temperatura é estabilizada e prossegue-se para o próximo passo.

Assim que se atingir a temperatura necessária, insere-se o filamento no orifício na parte superior do extrusor. Verifica-se se a impressora irá puxar o filamento e continua-se segurando com a mão, pois ele não pode ser inserido em outra posição. Para finalizar, encaixa-se o tubo guia na capa de proteção do extrusor e clique em *Fechar* para concluir [Cliever, 2015].

Caso já tenha um filamento inserido no extrusor e necessite efetuar sua troca, clica-se no ícone para *trocar o filamento* e seguem-se os procedimentos sugeridos pelo software até que se chegue nos passos já destacados neste subíndice.

Menu Lateral Esquerdo

	Abrir - Selecciona o arquivo para área de impressão.
	Exportar - Permite salvar o modelo disposto na área de impressão.
	Conectar - Conecta e desconecta a impressora do software.
	Trocar Filamento - Permite efetuar a troca do filamento.
	Configurações - Muda as preferências do tipo de impressão que se deseja.
	Definições de Impressão - Configurações rápidas de impressão.
	Temperaturas - Informa as temperaturas da mesa e do extrusor.
	Informações - Tais quais como filamento gasto, tempo estimado, etc.

Menu Lateral Direito









	Opções de visualização
	Vistas - Lateral, frontal, superior, isométrica, etc.
	Visualizar percurso - Mostra o percurso que será seguido pelo extrusor
	Redimensionar sólido
	Rotacionar sólido
	Movimentar sólido
	Duplicar sólido
	Remover sólido

Figura B 2 - Menus do Cliever Lab (Pro).

B.3 Configurações de impressão

Para a melhor relação entre qualidade e tempo de impressão, após aproximadamente 80 horas de testes aliados a tutoriais, vídeo aulas e excelente suporte online e via telefone, aconselha-se que se mantenha a configuração descrita na Figura B 3, ou muito próximo disso, pois o aumento ou redução de alguns valores são diretamente proporcionais ao tempo de impressão e custo final das peças.

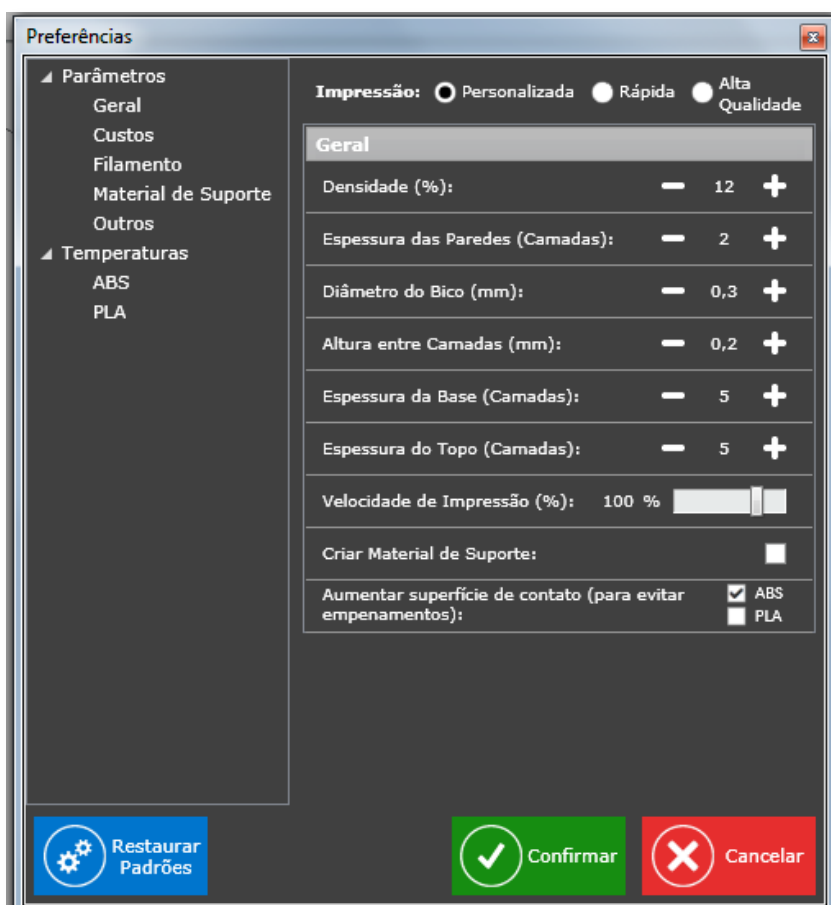


Figura B 3 - Configurações de impressão.

A resolução final desejada também é função do tempo, uma vez que ao configurar-se o software para *impressão de alta qualidade*, a velocidade de impressão é reduzida.

A *Densidade* define o preenchimento da peça, sendo assim o valor de 100% é a peça totalmente sólida e 0% totalmente oca. Outro fator de qualidade e resistência é a *espessura das paredes*.

Para alterar os demais parâmetros, aconselha-se que, se necessário, entre em contato diretamente com a empresa para apresentar a demanda que o projeto necessitará e receber orientações para o melhor resultado possível.

B.4 Procedimentos para impressão de peças 3D

Para fazer uma correta impressão das peças, abre-se o software Cliever Lab, clica-se na aba *Abrir* e seleciona-se o arquivo .STL que se deseja imprimir. Em seguida, afim de que se tenha uma perfeita aderência do material extrusado é colocada cola sobre o vidro com auxílio de uma espátula e coloca-se o vidro no suporte.

Após ter escolhido as preferências de impressão, navega-se até *Definições de impressão* e na caixa que se apresenta clica-se em imprimir. Pode-se antes de clicar em *Imprimir*, optar-se por *Simular* a impressão, com isso é possível saber o tempo que a peça demandará para ser impressa, quanto de filamento será gasto, entre outras coisas.

Após o término da impressão, remove-se o vidro da mesa, aguarda-se que o mesmo esfrie e somente depois começa-se o processo de remoção da peça impressa. Com a espátula, destaca-se um pouco da cola sobre a mesa. Em seguida segura-se, entre o dedo e a espátula, a fina camada de cola e puxa-se lentamente até removê-la por completo [Cliever, 2015].

B.5 Consertando os modelos .STL no Netfabb

O Netfabb é um programa criado para consertar modelos STL defeituosos, fazer edições de rotações, escalas e conversão de formatos. Muitas vezes os arquivos não são corretamente finalizados durante um projeto, deixando pequenas arestas em aberto no qual a impressora terá dificuldade para fazer a leitura acarretando em erros e pausas na impressão, o que por sua vez leva a perda completa de trabalhos, independentemente da fase em que a impressão se encontre.

Para fazer uso dessa ferramenta, pode-se fazer o download do software ou utilizar o serviço online, mais indicado por necessitar apenas de um cadastro rápido. Optando-se por utilizar o serviço online, após o acesso do endereço eletrônico <http://cloud.netfabb.com/> ou <https://netfabb.azurewebsites.net> deve-se clicar em *Choose File* e selecionar o modelo desejado. No campo de baixo, digite seu e-mail. Marque a caixa de texto *I accept the terms and conditions mentioned below* (opção onde você aceita os termos do programa) e depois clique

em *Upload to Cloud*. Dessa forma, o Netfabb fará automaticamente o ajuste do modelo e caso opte enviará o mesmo corrigido para o seu endereço de e-mail ou ainda o disponibilizará para download diretamente no site [Cliever, 2015].

B.6 Calibração da impressora

Liga-se a impressora e conecta-se o cabo USB no computador. Abre-se o Cliever Lab e clica-se em *Conectar*. Com a impressora ligada e conectada, abre-se o software, navegando até *configurações/calibrar*. Coloque o vidro no local e clique em OK.

Um novo menu deverá aparecer contendo instruções para o ajuste, faz-se a medida necessária aproximando ou afastando a distância entre o bico e a mesa e clica-se em *próximo*.

Após clicar em *próximo*, coloca-se a cola sobre o vidro inserindo-o na mesa, em seguida, prende-se o vidro com os grampos e volta-se para o software. Para prosseguir com o ajuste fino, clica-se em *sim*.

A impressora começará a fazer a impressão de um círculo. Nesse instante, verifica-se se a altura da impressão está correta, caso não esteja, calibra-se via Cliever Lab (Pro), afastando ou aproximando o bico da mesa até fazer um círculo perfeito. Após a correção da altura, clica-se em salvar e o ajuste fino estará terminado [Cliever, 2015].

Para a impressão de várias peças de uma única vez é importante que, além da calibração descrita, se faça uma calibração manual diretamente na mesa (quando necessário). Para isso deve-se acessar o software Cliever Lab (Pro), navegar até *Abrir* e selecionar a peça *paralelepípedo*. Replica-se a peça e a distribui conforme a Figura B 4.

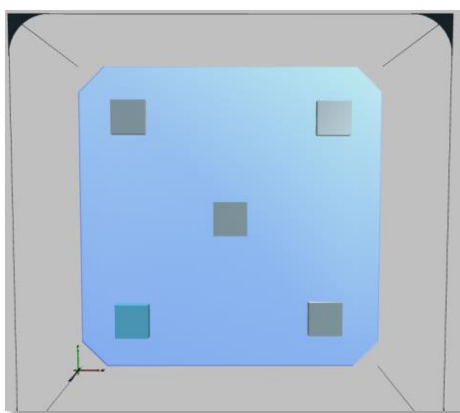


Figura B 4 - Distribuição das peças para calibração manual.

Fonte: Cliever Lab (Pro), 2015

Feito isso, clica-se em *imprimir* e aguarda-se até que a impressora comece a impressão. Algumas camadas de impressão já são suficientes para analisar se a distância ente o bico extrusor e a mesa é igual em toda área da mesa. Caso observe-se uma anormalidade em alguma das peças, ou seja, as peças comecem a apresentar espessuras diferentes ou deformação, ou o material não está aderindo corretamente à mesa, ou nota-se um esmagamento na peça, proceda-se apertando ou afrouxando os parafusos que existem nos cantos da mesa de impressão. Até que a impressão das peças torne -se homogênea.

Lembrando que esse é um ajuste fino e só deve ser feito caso a calibração normal não tenha sido suficiente para o perfeito nivelamento da mesa.

B.7 Operação à distância

Pelo ruído constante emitido pela máquina torna-se ideal que sempre que possível opte-se por monitorar a impressão remotamente.

Isso torna-se viável com o auxílio de softwares especializados em controle remoto. Esse tipo de software retransmite a área de trabalho de um computador permitindo, inclusive, operar programas e acessar pastas e documentos. Para o caso desse projeto utiliza-se software TeamViewer disponível para download gratuito no endereço eletrônico disponível nas referências dessa dissertação.

O TeamViewer deve ser instalado no computador onde está conectada a impressora (PC₁) e também no computador que se deseja fazer o monitoramento à distância (PC₂).

Uma vez instalado, o software gera uma *id* e *senha* conforme a Figura B 5. Isso será útil quando se quiser fazer a comunicação entre o computador do Cliever Lab (Pro) e o computador e notebook de casa (por exemplo), ou/e ainda através de aparelhos móveis, os quais permitem a instalação de aplicativo. O TeamViewer possui aplicativo específico para Android, iPhone, iPod touch, iPad, Windows 8 / RT, Windows Phone 8 e BlackBerry.

Para a comunicação correta entre PC₁ e PC₂ deve-se primeiramente executar o TeamViewer no PC₁. Dessa maneira ele "abre a transmissão" da área de trabalho e possibilita o acesso do PC₂.

Com essa conexão estabelecida, feita através da inserção do id e senha do PC₁ na tela de conexão do PC₂, é possível acompanhar tudo o que está ocorrendo na área de trabalho do PC₁. E ainda, como sugestão pode-se colocar um webcam (no PC₁) filmando o funcionamento

da impressora, promovendo com isso um monitoramento mais aprimorado, permitindo, por exemplo, cancelar ou pausar a impressão caso visualize-se algum problema.

Vale ressaltar que o Team Viewer não descarta totalmente a presença humana junto ao processo de impressão, uma vez que a mesa da impressora precisa estar pronta para a impressão, bem como é necessário que se aguarde o início do processo (duas a três camadas) para se analisar possíveis erros iniciais (desprendimento, falta de aderência, etc.) e ter-se a certeza que a impressão começou de maneira satisfatória. Assim como, o processo para destacar as peças prontas da mesa de impressão, como já visto, é feito manualmente.

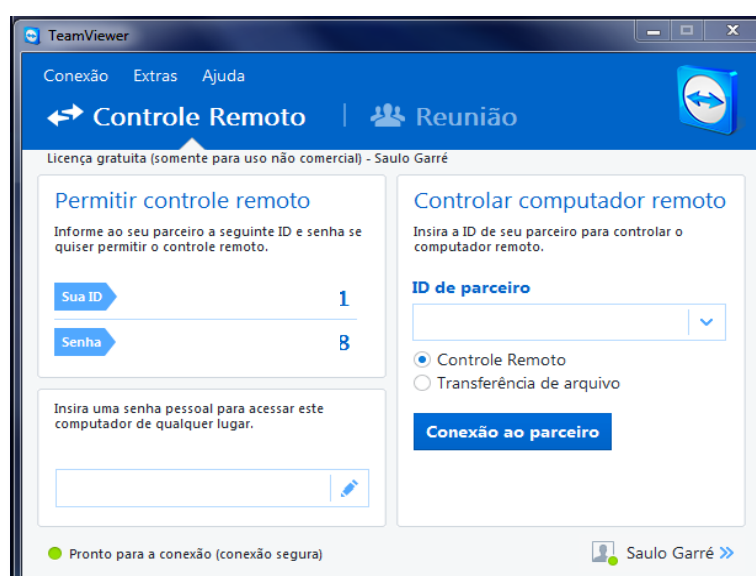


Figura B 5 - Tela de conexão do Team Viewer.

Para fins desse trabalho, apenas as peças reservas são impressas utilizando-se esse artifício. Todas as demais peças são impressas com acompanhamento presencial, haja visto que tinha-se um curto prazo para utilização do laboratório e um erro simples como uma interrupção no fornecimento de energia elétrica, por exemplo, poderia resultar na perda de todo o trabalho e demandar um reinício do sistema, algo que só é possível ser feito *in loco*, pois, para o recomeço do processo é necessário que remova-se todo o material depositado sobre a mesa e novamente prepare-a para o recomeço da impressão.

B.8 Relatório de falhas

Como já ressaltado anteriormente, a impressora apresenta dificuldades referentes ao tipo de material escolhido. Caso opte-se por imprimir com o filamento do tipo ABS, não se

consegue um bom produto final sem que se aumente em demasia o tempo de impressão. Para os testes com esse tipo de filamento destinaram-se 50 horas de impressão. Por isso acredita-se que uma avaliação maior, com testes mais específicos, possa determinar com maior confiança se os problemas apresentados com o filamento do tipo ABS são gerados por falha do operador, pela qualidade do filamento, por limitação da máquina, ou outro problema aqui não mencionado.

Já com filamento PLA, a CL1 comporta-se bem. No entanto a velocidade de impressão não deve ultrapassar os 100%, com riscos de resultar em uma peça de baixa qualidade e resistência. Aconselha-se que para essa impressora utilize-se o PLA como preferência.

A impressora, quando em funcionamento, produz um ruído exagerado. Um longo tempo de exposição (acima de 5 horas) a esse ruído pode provocar alguns sintomas, como dores de cabeça e irritabilidade. Além disso, acredita-se que a exposição diária pode causar estresse. Chegou-se a essas conclusões após 30 horas de testes diurnos com a presença de pessoas no laboratório, as quais relataram casos de dores de cabeça e irritabilidade. Esse fato foi determinante para que todos os demais testes e todo o processo de impressão do protótipo fosse feito noturnamente, em finais de semanas e feriados, preferencialmente quando não há a presença de mais ninguém no laboratório, além do operador.

Quando se está imprimindo, o software informa alguns dados, como filamento gasto, custo final, etc.. Porém erra, e muito, no cálculo do tempo restante, o que coloca em dúvida a precisão dos demais valores informados. Em contrapartida, acerta, com pouco erro (15 a 20 minutos), ao informar a hora de término. Um outro tipo de informação que seria útil nesse tipo de software é o peso final da peça, ausente na versão 3.1.

Como a área de impressão da impressora é aberta, a temperatura ambiente pode interferir na qualidade de impressão. Por isso aconselha-se que ao ligar-se o ar condicionado, não o coloque em temperaturas extremas (isso serve tanto para altas quanto para baixas temperaturas).

Atualmente a Cliever já possui novos modelos de impressoras, as quais não foram testadas, mas que provavelmente já apresentem as soluções aos problemas aqui mencionados.

Esse subcapítulo foi redigido depois de finalizado todo o processo de impressão, compreendido em aproximadamente 200 horas (tempo de testes adicionado ao tempo de impressão do protótipo). Logo após escrito, foi enviado para a Cliever como forma de contribuição aos seus estudos e agradecimento pelo excelente suporte técnico e atendimento.

APÊNDICE C – Incertezas de Medição.

Para a realização de trabalhos experimentais são necessárias medições de grandezas físicas como, por exemplo, medidas de velocidade, intervalos de tempo, torque mecânico estático, rotações por minutos, entre muitas outras.

A medição de uma grandeza consiste em fazer a leitura de uma graduação, tal como ao determinar-se um intervalo de tempo com um cronômetro de ponteiro ou um comprimento com uma régua. Efetuar a medição significa ler a posição de um índice ou ponteiro sobre uma escala. Na Figura C 1 a leitura que correspondente à posição M está entre 14,3 cm e 14,4 cm.

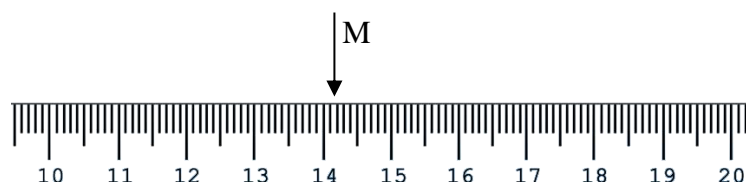


Figura C 1 - Régua graduada

Fonte: Adaptado de Macedo, Z.S. *et al.*, 2015.

Nestes casos, faz-se uma interpolação arbitrando que cada um dos menores intervalos da graduação esteja dividido em 10 partes iguais e lê-se a posição do índice nesta escala imaginária.

Têm-se então, por exemplo, $M = 14,35$ cm. Ao fazer-se a interpolação numa escala, as medidas ficam sujeitas a uma incerteza de no máximo metade da menor divisão, este valor é denominado erro instrumental ou erro avaliado do aparelho. Sempre que se mede uma determinada grandeza é necessário mencionar o erro instrumental correspondente. Logo para expressar-se corretamente a leitura feita na régua da Figura C 1 têm-se como indicação completa da medida $M = 14,35 \pm 0,05$ cm.

Esta forma de notação reforça a ideia de que a medida de uma determinada grandeza física não é um único número exato, mas sim um intervalo de valores que pode ser representado por um certo valor mais provável ou médio e um intervalo de confiança que indica qual pode ser a variação do resultado.

Como a incerteza refere-se ao quanto uma determinada medida pode flutuar, ela depende principalmente do instrumento de medida usado. Geralmente o erro instrumental é

indicado pelo próprio aparelho, a exemplo dos medidores elétricos que possuem seu erro instrumental indicado como percentual do "valor de fundo de escala", ou seja, do maior valor que o aparelho pode medir. Sendo assim, caso um voltímetro tenha fundo de escala de 200 V e 50 divisões, onde se indica 2% como erro instrumental, seu valor de erro instrumental é de 4 V, correspondendo a uma divisão da escala.

Relacionado aos algarismos significativos presentes nas leituras de uma grandeza por exemplo a medida de temperatura com um termômetro que possibilite leituras de até uma casa depois da vírgula (26,5° C). Para esse caso faz-se necessário determinar arbitrariamente o valor do algarismo duvidoso, para o caso em questão suponha-se 26,53 °C. Para essa leitura efetuada diz-se que ela apresenta quatro algarismos significativos, sendo que o último é duvidoso. Vale ressaltar que a resolução de cada aparelho permite maiores ou menores quantidades de algarismos significativos, porém apenas um algarismo duvidoso deve ser adicionado na leitura de uma determinada grandeza. Quanto maior a resolução de um equipamento maior será a quantidade de algarismos significativos que podem ser obtidos.

Como todas as medidas possuem um determinado erro oriundo principalmente do equipamento que está sendo utilizado, a Exatidão de uma medida dependerá de quão próximo o valor lido concorda com o valor "correto" (ou mais correto), ou seja, o aceito na literatura como valor padrão. Enquanto que a Precisão dependerá de quão próximo diversos valores de uma medida estão entre si, isto é, quanto menor for o desvio médio, maior será a precisão na medida. O ideal é que as medidas sejam exatas e precisas, no entanto as medidas podem ser precisas e não serem exatas devido a algum erro sistemático incrementado a cada medida. A média de várias determinações é geralmente considerada o melhor valor para expressar uma medida do que uma única determinação [Macedo, Z. S. *et al.*, 2015].

Ao utilizar-se dados medidos para se calcular novas grandezas, os erros associados às grandezas medidas serão propagados para as novas grandezas calculadas. Este novo erro gerado pode ser calculado através da Equação (C 1), onde se define a incerteza a partir de Kline e McClintock, 1953, nesta abordagem gera-se a incerteza propagada no valor medido levando-se em consideração os erros das variáveis associadas à nova grandeza. Esse método é considerado pela literatura o mais preciso, pois é baseado na especificação das incertezas das medições primárias oriundas da análise experimental [Moffat, 1988].

$$\delta R = \left\{ \sum_{i=1}^M \left(\left(\frac{\delta R}{\delta X_i} \right) \delta X_i \right)^2 \right\}^{1/2} \quad (\text{C } 1)$$

Para chegar-se na Equação (C 1) calcula-se R a partir dos dados experimentais observados (X_i):

$$R = R(X_1, X_2, \dots, X_I) \quad (\text{C } 2)$$

Agora R é uma série expandida de Taylor em função de X_i . Se as variações de X_i são valores pequenos, uma aproximação linear (truncamento de todos os termos não lineares na expansão da série de Taylor) proporciona uma aproximação razoável da propagação da incerteza no resultado de incerteza dos dados medidos. Assim tem-se:

$$\delta R_{X_i} = \frac{\delta R}{\delta X_i} \delta X_i \quad (\text{C } 3)$$

As derivadas parciais da equação (C 3) são conhecidas como coeficientes de sensibilidade. Kline & McClintock, 1953, demonstraram que o método de combinar δR_{X_i} através da soma da raiz quadrada (*root-sum-square* - *RSS*) pode se expresso conforme descrito na Equação (C 1). A qual merece algumas considerações, tais quais:

- As medições são independentes;
- A função densidade de probabilidade de X_i é Gaussiana;
- A incerteza em cada intervalo de medição é a mesma;

Na Equação (C 1) os termos com valores pequenos têm pouco efeito e assim ela pode ser utilizada para determinar quais os dados em um experimento produzem maior impacto na incerteza do resultado. Portanto, através dessa relação é possível definir o ponto que necessita de maiores esforços para reduzir ao máximo a incerteza da medição (CEE, 2015).

Com isso em mente parte-se para a análise das incertezas das medições da presente dissertação. Para a resolução das derivadas parciais utiliza-se um software de engenharia que permite a entrada das variáveis medidas e obtenção dos erros relacionados.

Para exemplificar como foi abordado o cálculo das incertezas, no subcapítulo C.1 apresenta-se a Tabela C 1, C 2 e C 3 fazendo-se a explanação da metodologia necessária para a

determinação das incertezas dos dados medidos para o perfil de velocidades quando a frequência do motor do inversor de velocidades do túnel aerodinâmico esta operando a 20 Hz. Essa metodologia é aplicada para todos os casos que necessitem a determinação das incertezas das medidas das velocidades de escoamento de ar.

C.1 Incertezas de medição para o perfil de velocidades do túnel arodinâmico

Tabela C 1 – Exemplo das considerações iniciais para a determinação das incertezas. Exatidão dos Equipamentos.

Exatidão dos Equipamentos		
Equipamento	Resolução ±	Unidades
Termômetro	0,1	°C
Barômetro	0,5	mmHg
Trena	0,5	mm
Micromanômetro de coluna de líquido inclinado	0,02	mmCA
Transdutor de Pressão	1%	Pa
Multímetro digital	0,5%+4D	mA

Na Tabela C 1 destaca-se a resolução que cada equipamento possui. O termômetro, o barômetro e a trena possuem a resolução especificada de acordo com a análise da escala graduada. No caso do multímetro digital (ANEXO A) sua resolução ($\pm 0,5\%+4D$) deve ser adicionada à resolução do transdutor de pressão (1%) e considerada para o cálculo das incertezas de medição da velocidade do escoamento de ar. Sendo assim, para que consiga-se chegar no valor descrito na coluna *Resolução* da Tabela C 2 deve-se levar em consideração a relação

$$\left[\left(4,27 * \frac{0,5}{100} \right) + 0,004 \right] + \left[4,27 * \frac{1}{100} \right] \quad (C 4)$$

em que 4,27 mA é a corrente média de 108 leituras efetuadas com o multímetro digital conectado ao transdutor de pressão para o caso desse exemplo em questão.

Para o caso da leitura do manômetro de coluna de líquido inclinado (Figura 49.c) o valor apresentado na Tabela C 2 também é uma média das 108 leituras efetuadas com esse equipamento. Já para o barômetro e o termômetro as leituras descritas são as médias de 5 leituras feitas antes de iniciar-se a medição.

Tabela C 2 - Exemplo das considerações iniciais para a determinação das incertezas. Leituras observadas para o perfil de velocidades com o inversor do motor do túnel aerodinâmico operando na frequência de 20 Hz.

Perfil de velocidades - 20Hz	Leituras	Resolução \pm	Unidades
Multímetro Digital (<i>i</i>)	4,27	0,06812	mA
Manômetro Inclinado (<i>MI</i>)	0,80	0,02	mmCA
Barômetro (<i>P</i>)	751	0,5	mmHg
Termômetro (<i>Tlida</i>)	30	0,1	°C

Na Tabela C 3 especificam-se os demais valores lidos necessários para a resolução das derivadas parciais pelo software e apresentam-se os valores das incertezas.

Tabela C 3 - Exemplo das considerações iniciais para a determinação das incertezas. Cálculo das incertezas das medições – Perfil de Velocidades a 20 Hz.

Incertezas - 20Hz		Valores Lidos	Incerteza Absoluta \pm	Incerteza Relativa (%)	Unidades
<i>Pbarom</i>	Pressão Barométrica	100124,822	66,66	0,1	mmHg
<i>Pd</i>	Pressão Dinâmica	6,8625	0,993	14,5	Pa
<i>ro</i>	Massa Específica	1,151163573	0,0008549	0,1	kg/m ³
<i>T</i>	Temperatura Lida	303	0,303	0,1	K
<i>VME</i>	Velocidade Manôm. Eletrônico	3,36	0,4321	12,9	m/s
<i>VMI</i>	Velocidade Manôm. Inclinado	3,69	0,04618	1,3	m/s

No software são declaradas as variáveis descritas e as equações necessárias para a resolução das derivadas parciais de acordo com a Tabela C 4.

Tabela C 4 - Variáveis e equações declaradas no software.

Variáveis	Equações
$R=287.0530$ $Tlida=30$	$T=Tlida+Tconv$ $Pd=(25*i)-100$
$Pconv=133.3223$ $Tconv=273.15$	$Pbarom=Pconv*P$ $VME=((Pd*2)/(ro))^{0.5}$
$Pa=0.101972$ $MI=0.8$	$ro=Pbarom/(R*T)$ $VMI((((2*(MI/Pa))/ro))^{0.5}$
$P=751$ $i=4.27$	

Após feito esse processo declara-se os valores das resoluções para cada variável especificada na Tabela C 2. Isso fará com que o software, durante o cálculo, leve em consideração a limitação do equipamento utilizado para a medição. Em seguida solicita-se as soluções e o software reporta os resultados descritos na Tabela C 3 (coluna *Incerteza Absoluta*). Por fim para determinar-se a *Incerteza Relativa* utiliza-se a Equação (C5) e assim define-se a incerteza para todas as medidas.

$$\frac{(100 * \textit{Incerteza Absoluta})}{\textit{Valores Lidos}} \quad (\text{C 5})$$

Os valores descritos na Tabela C 1 são constantes em todo o experimento e, portanto, não se faz necessário a repetição dessa informação, no entanto os demais valores observados para o cálculo das incertezas das medidas do perfil de velocidades encontram-se expostos da Tabela C 5 até C 10.

Tabela C 5 - Leituras observadas para o perfil de velocidades com o inversor do motor do túnel aerodinâmico operando na frequência de 30 Hz.

Perfil de velocidades - 30Hz	Leituras	Resolução ±	Unidades
Multímetro Digital (<i>i</i>)	4,65	0,073735	mA
Manômetro Inclinado (<i>MI</i>)	1,85	0,02	mmCA
Barômetro (<i>P</i>)	751	0,5	mmHg
Termômetro (<i>Tlida</i>)	29	0,1	°C

Tabela C 6 - Cálculo das incertezas das medições – Perfil de Velocidades a 30 Hz.

Incertezas - 30Hz		Valores Lidos	Incerteza Absoluta ±	Incerteza Relativa (%)	Unidades
<i>Pbarom</i>	Pressão Barométrica	100124,822	66,66	0,1	mmHg
<i>Pd</i>	Pressão Dinâmica	16,225	1,843	11,4	Pa
<i>ro</i>	Massa Específica	1,154975373	0,0008583	0,1	kg/m ³
<i>T</i>	Temperatura Lida	302	0,302	0,1	K
<i>VME</i>	Velocidade Manôm. Eletrônico	5,26	0,301	5,7	m/s
<i>VMI</i>	Velocidade Manôm. Inclinado	5,60	0,03038	0,5	m/s

Tabela C 7 - Leituras observadas para o perfil de velocidades com o inversor do motor do túnel aerodinâmico operando na frequência de 40 Hz.

Perfil de Velocidades - 40Hz	Leituras	Resolução \pm	Unidades
Multímetro Digital (<i>i</i>)	5,18	0,08176	mA
Manômetro Inclinado (<i>MI</i>)	3,05	0,02	mmCA
Barômetro (<i>P</i>)	751,00	0,5	mmHg
Termômetro (<i>Tlida</i>)	32,00	0,1	°C

Tabela C 8 - Cálculo das incertezas das medições – Perfil de Velocidades 40 Hz.

Incertezas - 40Hz		Valores Lidos	Incerteza Absoluta \pm	Incerteza Relativa (%)	Unidades
<i>Pbarom</i>	Pressão Barométrica	100124,822	66,66	0,1	mmHg
<i>Pd</i>	Pressão Dinâmica	29,6	2,044	6,9	Pa
<i>ro</i>	Massa Específica	1,143614959	0,0008482	0,1	kg/m ³
<i>T</i>	Temperatura Lida	305	0,305	0,1	K
<i>VME</i>	Velocidade Manôm. Eletrônico	7,15	0,2489	3,5	m/s
<i>VMI</i>	Velocidade Manôm. Inclinado	7,23	0,02387	0,3	m/s

Tabela C 9 - Leituras observadas para o perfil de velocidades com o inversor do motor do túnel aerodinâmico operando na frequência de 50 Hz.

Perfil de Velocidades - 50Hz	Leituras	Resolução \pm	Unidades
Multímetro Digital (<i>i</i>)	5,84	0,09163	mA
Manômetro Inclinado (<i>MI</i>)	5,10	0,02	mmCA
Barômetro (<i>P</i>)	752,00	0,5	mmHg
Termômetro (<i>Tlida</i>)	32,00	0,1	°C

Tabela C 10 - Cálculo das incertezas das medições – Perfil de Velocidades 50 Hz.

Incertezas - 50Hz		Valores Lidos	Incerteza Absoluta \pm	Incerteza Relativa (%)	Unidades
<i>Pbarom</i>	Pressão Barométrica	100258,144	66,66	0,1	mmHg
<i>Pd</i>	Pressão Dinâmica	42,675	2,291	5,4	Pa
<i>ro</i>	Massa Específica	1,145137749	0,0008484	0,1	kg/m ³
<i>T</i>	Temperatura Lida	305	0,305	0,1	K
<i>VME</i>	Velocidade Manôm. Eletrônico	8,69	0,2233	2,6	m/s
<i>VMI</i>	Velocidade Manôm. Inclinado	9,25	0,01865	0,2	m/s

C.2 Incertezas de medição para a esteira aerodinâmica dos protótipos

O mesmo raciocínio utilizado no subcapítulo C.1 também é utilizado para o cálculo das incertezas desse subcapítulo.

Tabela C 11 - Leituras observadas para a esteira aerodinâmica gerada pela Turbina Ótima de Betz Modificada com o inversor do motor do túnel aerodinâmico operando na frequência de 30 Hz.

TOBM 30Hz	Leituras	Resolução \pm	Unidades
Multímetro Digital (<i>i</i>)	4,53	0,07201	mA
Manômetro Inclinado (<i>MI</i>)	1,40	0,02	mmCA
Barômetro (<i>P</i>)	754,00	0,5	mmHg
Termômetro (<i>Tlida</i>)	24,00	0,1	°C

Tabela C 12 - Cálculo das incertezas das medições para a esteira aerodinâmica da Turbina Ótima de Betz Modificada com o inversor do motor do túnel aerodinâmico operando na frequência de 30 Hz.

Incertezas - TOBM 30Hz		Valores Lidos	Incerteza Absoluta \pm	Incerteza Relativa (%)	Unidades
<i>Pbarom</i>	Pressão Barométrica	100524,788	66,66	0,1	mmHg
<i>Pd</i>	Pressão Dinâmica	13,35	1,8	13,5	Pa
<i>ro</i>	Massa Específica	1,179110825	0,0008764	0,1	kg/m ³
<i>T</i>	Temperatura Lida	297	0,297	0,1	K
<i>VME</i>	Velocidade Manôm. Eletrônico	4,76	0,3221	6,8	m/s
<i>VMI</i>	Velocidade Manôm. Inclinado	4,83	0,03452	0,7	m/s

Tabela C 13 - Leituras observadas para a esteira aerodinâmica gerada pela Turbina Ótima de Betz com o inversor do motor do túnel aerodinâmico operando na frequência de 30 Hz.

TOB 30Hz	Leituras	Resolução \pm	Unidades
Multímetro Digital (<i>i</i>)	4,48	0,071125	mA
Manômetro Inclinado (<i>MI</i>)	1,40	0,02	mmCA
Barômetro (<i>P</i>)	757,00	0,5	mmHg
Termômetro (<i>Tlida</i>)	25,00	0,1	°C

Tabela C 14 - Cálculo das incertezas das medições para a esteira aerodinâmica da Turbina Ótima de Betz com o inversor do motor do túnel aerodinâmico operando na frequência de 30 Hz.

Incertezas - TOB 30Hz		Valores Lidos	Incerteza Absoluta ±	Incerteza Relativa (%)	Unidades
<i>P_{barom}</i>	Pressão Barométrica	100924,754	66,66	0,1	mmHg
<i>P_d</i>	Pressão Dinâmica	11,875	1,778	15,0	Pa
<i>ρ</i>	Massa Específica	1,179110825	0,0008736	0,1	kg/m ³
<i>T</i>	Temperatura Lida	298	0,298	0,1	K
<i>VME</i>	Velocidade Manôm. Eletrônico	4,49	0,3342	7,4	m/s
<i>VMI</i>	Velocidade Manôm. Inclinado	4,82	0,03451	0,7	m/s

Tabela C 15 - Leituras observadas para a esteira aerodinâmica gerada pela Turbina Ótima de Betz com o inversor do motor do túnel aerodinâmico operando na frequência de 40 Hz.

TOB 40Hz	Leituras	Resolução ±	Unidades
Multímetro Digital (<i>i</i>)	4,99	0,0788875	mA
Manômetro Inclinado (<i>MI</i>)	2,60	0,02	mmCA
Barômetro (<i>P</i>)	757,00	0,5	mmHg
Termômetro (<i>T_{lida}</i>)	25,00	0,1	°C

Tabela C 16 - Cálculo das incertezas das medições para a esteira aerodinâmica da Turbina Ótima de Betz com o inversor do motor do túnel aerodinâmico operando na frequência de 40 Hz.

Incertezas - TOB 40Hz		Valores Lidos	Incerteza Absoluta ±	Incerteza Relativa (%)	Unidades
<i>P_{barom}</i>	Pressão Barométrica	100924,754	66,66	0,1	mmHg
<i>P_d</i>	Pressão Dinâmica	24,825	1,972	7,9	Pa
<i>ρ</i>	Massa Específica	1,179829757	0,0008736	0,1	kg/m ³
<i>T</i>	Temperatura Lida	298	0,298	0,1	K
<i>VME</i>	Velocidade Manôm. Eletrônico	6,49	0,2581	4,0	m/s
<i>VMI</i>	Velocidade Manôm. Inclinado	6,57	0,02541	0,4	m/s

Tabela C 17 - Leituras observadas para a esteira aerodinâmica gerada pela Turbina Ótima de Betz com o inversor do motor do túnel aerodinâmico operando na frequência de 50 Hz.

TOB 50Hz	Leituras	Resolução \pm	Unidades
Multímetro Digital (<i>i</i>)	5,58	0,0877	mA
Manômetro Inclinado (<i>MI</i>)	4,30	0,02	mmCA
Barômetro (<i>P</i>)	757,00	0,5	mmHg
Termômetro (<i>Tlida</i>)	23,00	0,1	°C

Tabela C 18 - Cálculo das incertezas das medições para a esteira aerodinâmica da Turbina Ótima de Betz com o inversor do motor do túnel aerodinâmico operando na frequência de 50 Hz.

Incertezas - TOB 50Hz		Valores Lidos	Incerteza Absoluta \pm	Incerteza Relativa (%)	Unidades
<i>Pbarom</i>	Pressão Barométrica	100924,754	66,66	0,1	mmHg
<i>Pd</i>	Pressão Dinâmica	40,175	2,193	5,5	Pa
<i>ro</i>	Massa Específica	1,187801579	0,0008807	0,1	kg/m ³
<i>T</i>	Temperatura Lida	296	0,296	0,1	K
<i>VME</i>	Velocidade Manôm. Eletrônico	8,22	0,2264	2,8	m/s
<i>VMI</i>	Velocidade Manôm. Inclinado	8,43	0,01985	0,2	m/s

C.2 Incertezas de medição para o torque mecânico estático e rotações por minutos geradas pelos protótipos

Para essa análise além de levar-se em consideração o destacado no subcapítulo C.1 para definir-se a incerteza da velocidade medida por intermédio dos manômetros, também se leva em consideração a resolução do torquímetro digital ($\pm 1,5\% + 5D$ Ncm) e a resolução do foto tacômetro ($\pm 0,05\% + 1D$) para o cálculo das incertezas do torque mecânico estático e rotações por minuto respectivamente.

Como tanto o valor de torque estático medido como das rotações por minuto são informados diretamente pelo equipamento, utilizam-se suas resoluções para definir-se as incertezas das medições. Assim para a determinação das incertezas do torque estático e das rotações por minuto relaciona-se a média dos 30 valores medidos com a resolução do equipamento.

Assim ao analisar-se, por exemplo, o torque estático médio de 5,45 Ncm tem-se:

$$\left[\left(5,45 * \frac{1,5}{100} \right) + 0,05 \right] \quad (C 6)$$

Solucionando-se a Equação (C 6) observa-se que para a leitura de 5,45 Ncm a incerteza da medição será de $\pm 0,13$ Ncm, ou seja, $\pm 4\%$ de incerteza calculada, conforme expresso na Tabela C 20.

Para a determinação da incerteza da medição das rotações por minuto faz-se o mesmo procedimento, no entanto a resolução do equipamento é diferente e com isso tem-se:

$$\left[\left(2627 * \frac{0,05}{100} \right) + 0,1 \right] \quad (C 7)$$

Assim, tomando-se como base o valor médio de 2627 RPM para as rotações do equipamento com as Pás Ótimas de Betz posicionadas a $20,20^\circ$ (Tabela C 20) observa-se a incerteza de $\pm 0,9\%$.

Para a definição dos demais dados relevantes para o cálculo das incertezas faz-se a análise levando-se em consideração o tipo de turbina e a posição das pás em cada experimento. A Tabela C 19 apresenta os dados observados para esses experimentos conduzidos com as Pás Ótimas de Betz (POB) e Modificadas (POBM) posicionadas na *P1* ($20,20^\circ$), *P2* ($35,20^\circ$) e *P3* ($50,20^\circ$) e da Tabela C 20 até a Tabela C 25 apresenta-se as incertezas oriundas dessas análises.

Tabela C 19 – Dados observados para quando o experimento foi conduzido com a Turbina Ótima de Betz ou com a Turbina Ótima de Betz Modificada posicionada no interior do túnel aerodinâmico.

Dados Observados	Leituras Médias	Resolução \pm	Unidades
Manômetro Inclinado (<i>MI</i>) <i>Experimento utilizando TOB</i>	1,03	0,02	mmCA
Manômetro Inclinado (<i>MI</i>) <i>Experimento utilizando TOBM</i>	1,20	0,02	mmCA
Barômetro (<i>P</i>)	757,00	0,5	mmHg
Termômetro (<i>Tlida</i>)	25,00	0,1	$^\circ\text{C}$

Tabela C 20 - Cálculo das incertezas das medições para o torque mecânico estático e RPM geradas quando as Pás Ótimas de Betz estão na $P1 - 20,20^\circ$.

Incertezas – POB a 20,20°		Valores Lidos	Incerteza Absoluta ±	Incerteza Relativa (%)	Unidades
<i>Pbarom</i>	Pressão Barométrica	100924,754	66,66	0,1	mmHg
<i>ro</i>	Massa Específica	1,179829757	0,0008736	0,1	kg/m ³
<i>Twe</i>	Torque Mecânico Estático	5,45	0,13175	2,4	Ncm
<i>RPM</i>	Rotações por Minuto	2627	1,4135	0,1	RPM
<i>VMI</i>	Velocidade Manôm. Inclinado	4,30	0,04021	0,9	m/s

Tabela C 21 - Cálculo das incertezas das medições para o torque mecânico estático e RPM geradas quando as Pás Ótimas de Betz estão na $P2 - 35,20^\circ$.

Incertezas – POB a 35,20°		Valores Lidos	Incerteza Absoluta ±	Incerteza Relativa (%)	Unidades
<i>Pbarom</i>	Pressão Barométrica	100924,754	66,66	0,1	mmHg
<i>ro</i>	Massa Específica	1,179829757	0,0008736	0,1	kg/m ³
<i>Twe</i>	Torque Mecânico Estático	6,95	0,15425	2,2	Ncm
<i>RPM</i>	Rotações por Minuto	1501,50	0,85075	0,1	RPM
<i>VMI</i>	Velocidade Manôm. Inclinado	4,30	0,04021	0,9	m/s

Tabela C 22 - Cálculo das incertezas das medições para o torque mecânico estático e RPM geradas quando as Pás Ótimas de Betz estão na $P3 - 50,20^\circ$.

Incertezas – POB a 50,20°		Valores Lidos	Incerteza Absoluta ±	Incerteza Relativa (%)	Unidades
<i>Pbarom</i>	Pressão Barométrica	100924,754	66,66	0,1	mmHg
<i>ro</i>	Massa Específica	1,179829757	0,0008736	0,1	kg/m ³
<i>Twe</i>	Torque Mecânico Estático	6,45	0,14675	2,3	Ncm
<i>RPM</i>	Rotações por Minuto	883,50	0,54175	0,1	RPM
<i>VMI</i>	Velocidade Manôm. Inclinado	4,30	0,04021	0,9	m/s

Para a análise das incertezas do torque mecânico estático e das rotações por minuto para quando as Pás Ótimas de Betz Modificadas (POBM) estão posicionadas na $P1 (20,20^\circ)$, $P2 (35,20^\circ)$ e $P3 (50,20^\circ)$ novas leituras são feitas dando origem a novos cálculos e assim novos valores de incertezas (Tabela C 23 até Tabela C 25).

Tabela C 23 - Cálculo das incertezas das medições para o torque mecânico estático e RPM geradas quando as Pás Ótimas de Betz Modificadas estão na $P1 - 20,20^\circ$.

Incertezas – POBM a 20,20°		Valores Lidos	Incerteza Absoluta ±	Incerteza Relativa (%)	Unidades
<i>P_{barom}</i>	Pressão Barométrica	100924,754	66,66	0,1	mmHg
<i>ro</i>	Massa Específica	1,179829757	0,0008736	0,1	kg/m ³
<i>T_{we}</i>	Torque Mecânico Estático	5,55	0,13325	2,4	Ncm
<i>RPM</i>	Rotações por Minuto	2505	1,3525	0,1	RPM
<i>VMI</i>	Velocidade Manôm. Inclinado	4,49	0,03727	0,8	m/s

Tabela C 24 - Cálculo das incertezas das medições para o torque mecânico estático e RPM geradas quando as Pás Ótimas de Betz Modificadas estão na $P2 - 35,20^\circ$.

Incertezas – POBM a 35,20°		Valores Lidos	Incerteza Absoluta ±	Incerteza Relativa (%)	Unidades
<i>P_{barom}</i>	Pressão Barométrica	100924,754	66,66	0,1	mmHg
<i>ro</i>	Massa Específica	1,179829757	0,0008736	0,1	kg/m ³
<i>T_{we}</i>	Torque Mecânico Estático	6,35	0,14525	2,3	Ncm
<i>RPM</i>	Rotações por Minuto	1578,50	0,88925	0,1	RPM
<i>VMI</i>	Velocidade Manôm. Inclinado	4,49	0,03727	0,8	m/s

Tabela C 25 - Cálculo das incertezas das medições para o torque mecânico estático e RPM geradas quando as Pás Ótimas de Betz Modificadas estão na $P3 - 50,20^\circ$.

Incertezas – POBM a 50,20°		Valores Lidos	Incerteza Absoluta ±	Incerteza Relativa (%)	Unidades
<i>P_{barom}</i>	Pressão Barométrica	100924,754	66,66	0,1	mmHg
<i>ro</i>	Massa Específica	1,179829757	0,0008736	0,1	kg/m ³
<i>T_{we}</i>	Torque Mecânico Estático	6,05	0,14075	2,3	Ncm
<i>RPM</i>	Rotações por Minuto	917,50	0,55875	0,1	RPM
<i>VMI</i>	Velocidade Manôm. Inclinado	4,49	0,03727	0,8	m/s

APÊNDICE D - Modelo de planilha utilizada para inserir os dados medidos.

Tabela D 1 - Frequência 50 Hz. Parte 1

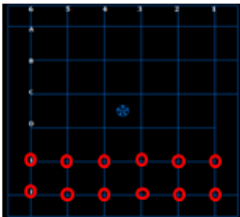
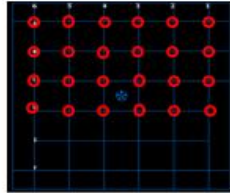
Determinando o Perfil de Velocidade do Túnel Aerodinâmico																			
Valores Para Transformações																			
R ar (J/kg*K)		287,0530																	
1 Pa = 0.101972 mmCA		0,10197																	
1 mm Hg = 133,322 Pa		133,322																	
Dia 1 - 28/01 - Tarde 14 h																			
Frequência do Tunel (Hz)		50																	
Temperatura -Laboratório (° C)		30																	
Temperatura - Interior do Túnel (° C)		32																	
Temperatura - Interior do Túnel (K)		305																	
Pressão Barométrica (mmHg)		752																	
Pressão Barométrica (Pa)		100258																	
ρ - Densidade do Ar (kg/m³)		1,14514																	
																			
Pontos	F1			F2			F3			F4			F5			F6			
	Posição 1			Posição 2			Posição 3			Posição 4			Posição 5			Posição 6			
Medidas	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
Manômetro Inclinado (mmCA)	4,2	4,2	4,2	4	4	4	3,6	3,6	3,6	4,1	4,2	4,2	4	4	4	3,6	3,6	3,6	
Corrente (i)	5,351	5,347	5,345	5,601	5,606	5,604	5,826	5,793	5,811	6,077	6,07	6,073	5,774	5,77	5,778	5,406	5,409	5,4	
Manômetro Eletrônico (Pa)	33,775	33,675	33,625	40,025	40,15	40,1	45,65	44,825	45,275	51,925	51,75	51,825	44,35	44,25	44,45	35,15	35,225	35	
Velocidade - Manôm. Incl. (m/s)	8,48	8,48	8,48	8,28	8,28	8,28	7,85	7,85	7,85	8,38	8,48	8,48	8,28	8,28	8,28	7,85	7,85	7,85	
Velocidade - Manôm. Eletr. (m/s)	7,68	7,67	7,66	8,36	8,37	8,37	8,93	8,85	8,89	9,52	9,51	9,51	8,80	8,79	8,81	7,84	7,84	7,82	
	8,58																		
Pontos	E1			E2			E3			E4			E5			E6			
	Posição 1			Posição 2			Posição 3			Posição 4			Posição 5			Posição 6			
Medidas	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
Manômetro Inclinado (mmCA)	4,2	4,2	4,2	4	4	4	3,6	3,6	3,5	4,1	4	4	3,8	3,8	3,7	3,5	3,4	3,5	
Corrente (i)	5,468	5,473	5,473	5,364	5,369	5,368	5,57	5,587	5,586	5,759	5,741	5,75	5,971	5,988	5,981	5,656	5,66	5,661	
Manômetro Eletrônico (Pa)	36,7	36,825	36,825	34,1	34,225	34,2	39,25	39,675	39,65	43,975	43,525	43,75	49,275	49,7	49,525	41,4	41,5	41,525	
Velocidade - Manôm. Incl. (m/s)	8,48	8,48	8,48	8,28	8,28	8,28	7,85	7,85	7,74	8,38	8,28	8,28	8,07	8,07	7,96	7,74	7,63	7,74	
Velocidade - Manôm. Eletr. (m/s)	8,01	8,02	8,02	7,72	7,73	7,73	8,28	8,32	8,32	8,76	8,72	8,74	9,28	9,32	9,30	8,50	8,51	8,52	
	8,41																		

Tabela D 2 - Frequência 50 Hz. Parte 2

Dia 2 - 03/02 - Manhã 10h

Frequência do Túnel (Hz)	50
Temperatura -Laboratório (° C)	26
Temperatura - Interior do Túnel (° C)	29
Temperatura - Interior do Túnel (K)	302
Pressão Barométrica (mmHg)	753
Pressão Barométrica (Pa)	100391
ρ - Densidade do Ar (kg/m ³)	1,15805



Pontos	D1			D2			D3			D4			D5			D6		
	Posição 1			Posição 2			Posição 3			Posição 4			Posição 5			Posição 6		
Medidas	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Manômetro Inclinado (mmCA)	5,2	5,1	5,1	4,4	4,4	4,3	5	5,1	5	5,1	5	5	4,2	4,2	4,1	4,9	5	4,9
Corrente (i)	5,9	5,92	5,891	5,707	5,69	5,678	5,685	5,683	5,705	5,872	5,864	5,842	6,074	6,077	6,104	5,877	5,861	5,868
Manômetro Eletrônico (Pa)	47,5	48	47,275	42,675	42,25	41,95	42,125	42,075	42,625	46,8	46,6	46,05	51,85	51,925	52,6	46,925	46,525	46,7
Velocidade - Manôm. Incl. (m/s)	9,44	9,35	9,35	8,68	8,68	8,58	9,25	9,35	9,25	9,35	9,25	9,25	8,48	8,48	8,38	9,16	9,25	9,16
Velocidade - Manôm. Eletr. (m/s)	9,06	9,10	9,04	8,58	8,54	8,51	8,53	8,52	8,58	8,99	8,97	8,92	9,46	9,47	9,53	9,00	8,96	8,98

8,92

Pontos	C1			C2			C3			C4			C5			C6		
	Posição 1			Posição 2			Posição 3			Posição 4			Posição 5			Posição 6		
Medidas	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Manômetro Inclinado (mmCA)	5,2	5,1	5,1	4	4,1	4	5,1	5,2	5,1	5,1	5,2	5,2	4,3	4,3	4,2	5,3	5,4	5,4
Corrente (i)	5,52	5,521	5,538	5,74	5,747	5,738	5,769	5,758	5,753	6,229	6,231	6,221	5,856	5,837	5,85	6,047	6,046	6,011
Manômetro Eletrônico (Pa)	38	38,025	38,45	43,5	43,675	43,45	44,225	43,95	43,825	55,725	55,775	55,525	46,4	45,925	46,25	51,175	51,15	50,275
Velocidade - Manôm. Incl. (m/s)	9,44	9,35	9,35	8,28	8,38	8,28	9,35	9,44	9,35	9,35	9,44	9,44	8,58	8,58	8,48	9,53	9,62	9,62
Velocidade - Manôm. Eletr. (m/s)	8,10	8,10	8,15	8,67	8,68	8,66	8,74	8,71	8,70	9,81	9,81	9,79	8,95	8,91	8,94	9,40	9,40	9,32

8,70

Pontos	B1			B2			B3			B4			B5			B6		
	Posição 1			Posição 2			Posição 3			Posição 4			Posição 5			Posição 6		
Medidas	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Manômetro Inclinado (mmCA)	5,3	5,4	5,4	4,4	4,4	4,5	5	4,9	5	5,1	5,2	5,2	4,3	4,2	4,2	5	5,1	5
Corrente (i)	5,629	5,637	5,634	5,764	5,784	5,775	5,944	5,947	5,955	5,829	5,833	5,845	5,742	5,755	5,768	5,713	5,712	5,704
Manômetro Eletrônico (Pa)	40,725	40,925	40,85	44,1	44,6	44,375	48,6	48,675	48,875	45,725	45,825	46,125	43,55	43,875	44,2	42,825	42,8	42,6
Velocidade - Manôm. Incl. (m/s)	9,53	9,62	9,62	8,68	8,68	8,78	9,25	9,16	9,25	9,35	9,44	9,44	8,58	8,48	8,48	9,25	9,35	9,25
Velocidade - Manôm. Eletr. (m/s)	8,39	8,41	8,40	8,73	8,78	8,75	9,16	9,17	9,19	8,89	8,90	8,93	8,67	8,70	8,74	8,60	8,60	8,58

8,67

Pontos	A1			A2			A3			A4			A5			A6		
	Posição 1			Posição 2			Posição 3			Posição 4			Posição 5			Posição 6		
Medidas	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Manômetro Inclinado (mmCA)	5,6	5,5	5,5	4,5	4,6	4,6	5,5	5,6	5,5	5,6	5,7	5,7	4,6	4,6	4,5	5,5	5,4	5,5
Corrente (i)	5,51	5,478	5,468	5,627	5,6	5,587	5,403	5,396	5,394	5,945	5,943	5,918	5,437	5,445	5,44	5,611	5,614	5,613
Manômetro Eletrônico (Pa)	37,75	36,95	36,7	40,675	40	39,675	35,075	34,9	34,85	48,625	48,575	47,95	35,925	36,125	36	40,275	40,35	40,325
Velocidade - Manôm. Incl. (m/s)	9,79	9,71	9,71	8,78	8,88	8,88	9,71	9,79	9,71	9,79	9,88	9,88	8,88	8,88	8,78	9,71	9,62	9,71
Velocidade - Manôm. Eletr. (m/s)	8,07	7,99	7,96	8,38	8,31	8,28	7,78	7,76	7,76	9,16	9,16	9,10	7,88	7,90	7,89	8,34	8,35	8,35

7,96

APÊNDICE E - Leituras registradas para o Torque Estático e RPM

Tabela E 1 - Leituras registradas para o Torque Estático e RPM para a Turbina Ótima de Betz

Pás Betz a 20,20°																														
Frequências Hz - Partida a 5Hz	5			10			15			20			25			30			35			40			45			50		
Torque lido Ncm	0,2	0,4	0,3	0,6	1	0,8	1,4	1,9	1,5	2,6	2,8	2,5	4,2	4,4	4,5	6,5	6,6	6,3	8,5	8,8	8,3	11,3	11,4	11,1	14,2	14,4	14,2	16,6	16,8	16,8
Manômetro Inclinado (mmCA)	0,03	0,02	0,02	0,12	0,1	0,13	0,27	0,3	0,29	0,47	0,5	0,57	0,75	0,9	0,9	1,15	1,35	1,35	1,97	1,9	1,9	2,57	2,5	2,55	3,25	3,25	3,2	3,95	3,85	4
Velocidade - Manôm. Incl. (m/s)	0,71	0,58	0,58	1,41	1,29	1,47	2,12	2,23	2,20	2,80	2,88	3,08	3,53	3,87	3,87	4,37	4,74	4,74	5,72	5,62	5,62	6,54	6,45	6,51	7,35	7,35	7,29	8,10	8,00	8,15
RPM	287	284	280	822	820	825	1349	1357	1360	1967	1960	1970	2307	2322	2310	2944	2940	2946	3408	3420	3417	4133	4112	4092	4429	4460	4452	4920	4903	4913
Torque Médio	0	0,3		0,8			1,5			2,6			4,4			6,5			8,5			11,3			14,2			16,8		
Velocidade Média	0	0,6		1,4			2,2			2,9			3,9			4,7			5,6			6,5			7,4			8,1		
RPM Média		284		822			1357			1967			2310			2944			3417			4112			4452			4913		

Pás Betz a 35,20°																														
Frequências Hz - Partida a 7Hz	5			10			15			20			25			30			35			40			45			50		
Torque lido Ncm	0,3	0,5	0,5	0,9	1,1	1	1,9	1,8	1,9	3,4	3,2	3,3	5,5	5,6	5,6	8,1	8,3	8,4	11,2	11,4	11,2	14,7	14,8	14,7	19,8	19,4	19,5	23,9	24,3	24,1
Manômetro Inclinado (mmCA)	0,04	0,06	0,05	0,12	0,1	0,13	0,27	0,3	0,29	0,47	0,5	0,57	0,75	0,9	0,9	1,15	1,35	1,35	1,97	1,9	1,9	2,57	2,5	2,55	3,25	3,25	3,2	3,95	3,85	4
Velocidade - Manôm. Incl. (m/s)	0,82	1,00	0,91	1,41	1,29	1,47	2,12	2,23	2,20	2,80	2,88	3,08	3,53	3,87	3,87	4,37	4,74	4,74	5,72	5,62	5,62	6,54	6,45	6,51	7,35	7,35	7,29	8,10	8,00	8,15
RPM	287	283	275	423	435	420	774	772	776	1070	1075	1090	1341	1330	1339	1664	1668	1657	1989	1996	1981	2222	2230	2236	2462	2458	2460	2636	2649	2632
Torque Médio	0	0,5		1			1,9			3,3			5,6			8,3			11,2			14,7			19,5			24,1		
Velocidade Média	0	0,9		1,4			2,2			2,9			3,9			4,7			5,6			6,5			7,4			8,1		
RPM Média		283		423			774			1075			1339			1664			1989			2230			2460			2636		

Pás Betz a 50,20°																														
Frequências Hz - Partida a 6Hz	5			10			15			20			25			30			35			40			45			50		
Torque lido Ncm	0,3	0,6	0,4	0,8	1,1	0,9	2,3	1,8	2,2	3,1	3,2	3	5,3	5,3	5,3	7,5	7,8	7,6	10	10,2	10,1	13,1	13,6	13,5	16,1	16,8	16,7	19,4	19,7	19,5
Manômetro Inclinado (mmCA)	0,04	0,03	0,03	0,12	0,1	0,13	0,27	0,3	0,29	0,47	0,5	0,57	0,75	0,9	0,9	1,15	1,35	1,35	1,97	1,9	1,9	2,57	2,5	2,55	3,25	3,25	3,2	3,95	3,85	4
Velocidade - Manôm. Incl. (m/s)	0,82	0,71	0,71	1,41	1,29	1,47	2,12	2,23	2,20	2,80	2,88	3,08	3,53	3,87	3,87	4,37	4,74	4,74	5,72	5,62	5,62	6,54	6,45	6,51	7,35	7,35	7,29	8,10	8,00	8,15
RPM	102	104	104	232	249	250	434	434	448	617	621	627	815	801	809	986	958	957	1169	1166	1170	1347	1348	1370	1533	1539	1531	1670	1680	1673
Torque Médio	0	0,4		0,9			2,2			3,1			5,3			7,6			10,1			13,5			16,7			19,5		
Velocidade Média	0	0,7		1,4			2,2			2,9			3,9			4,7			5,6			6,5			7,4			8,1		
RPM Média		104		249			434			621			809			958			1169			1348			1533			1673		

Tabela E 2 - Leituras registradas para o Torque Estático e RPM para a Turbina Ótima de Betz Modificada

Pás modificada a 20,20º																														
Frequencias Hz - Partida a 5Hz																														
	5			10			15			20			25			30			35			40			45			50		
Torque lido Ncm	0,2	0,6	0,4	0,6	1	0,9	1,6	1,9	1,7	3	2,8	3	4,6	4,4	4,5	6,6	6,6	6,6	9,2	8,8	9,1	12,2	11,4	12,3	15	14,4	14,5	17,7	16,8	17
Manômetro Inclinado (mmCA)	0,1	0,1	0,07	0,2	0,2	0,15	0,45	0,45	0,4	0,6	0,55	0,57	1	0,9	1	1,45	1,45	1,4	2,1	1,9	2	2,75	2,8	2,75	3,4	3,3	3,4	4,1	4	4,15
Velocidade - Manôm. Incl. (m/s)	1,29	1,29	1,08	1,82	1,82	1,58	2,74	2,74	2,58	3,16	3,02	3,08	4,08	3,87	4,08	4,91	4,91	4,82	5,91	5,62	5,77	6,76	6,82	6,76	7,52	7,41	7,52	8,26	8,15	8,31
RPM	329	330	332	661	740	774	1240	1267	1270	1749	1769	1769	2206	2278	2194	2816	2804	2739	3330	3339	3355	3858	3860	3834	4425	4269	4403	4718	4774	4800
Torque Médio	0	0,4		0,9			1,7			3			4,5			6,6			9,1			12,2			14,5			17		
Velocidade Média	0	1,3		1,8			2,7			3,1			4,1			4,9			5,8			6,8			7,5			8,3		
RPM Média		330		740			1267			1769			2206			2804			3339			3858			4403			4774		

Pás modificada a 35,20º																														
Frequencias Hz - Partida a 6Hz																														
	5			10			15			20			25			30			35			40			45			50		
Torque lido Ncm	0,3	0,5	0,4	0,8	0,8	0,8	1,8	1,8	1,8	3,2	3,3	3,2	5	5,3	5,2	7,5	7,5	7,5	10	10,1	10	13,9	13,3	13,7	16,8	16,6	16,7	19,8	19,9	19,8
Manômetro Inclinado (mmCA)	0,15	0,15	0,12	0,2	0,2	0,15	0,45	0,45	0,4	0,6	0,55	0,57	1	0,9	1	1,45	1,45	1,4	2,1	1,9	2	2,75	2,8	2,75	3,4	3,3	3,4	4,1	4	4,15
Velocidade - Manôm. Incl. (m/s)	1,58	1,58	1,41	1,82	1,82	1,58	2,74	2,74	2,58	3,16	3,02	3,08	4,08	3,87	4,08	4,91	4,91	4,82	5,91	5,62	5,77	6,76	6,82	6,76	7,52	7,41	7,52	8,26	8,15	8,31
RPM	169	167	170	375	434	453	784	801	808	1113	1129	1130	1415	1436	1400	1738	1753	1742	2151	2156	2158	2440	2465	2423	2775	2807	2788	3012	3022	3037
Torque Médio	0	0,4		0,8			1,8			3,2			5,2			7,5			10			13,7			16,7			19,8		
Velocidade Média	0	1,6		1,8			2,7			3,1			4,1			4,9			5,8			6,8			7,5			8,3		
RPM Média		169		434			801			1129			1415			1742			2156			2440			2788			3022		

Pás modificada a 50,20º																														
Frequencias Hz - Partida a 6Hz																														
	5			10			15			20			25			30			35			40			45			50		
Torque lido Ncm	0,3	0,3	0,3	0,8	0,8	0,8	1,7	1,6	1,6	3,3	3	3,3	4,8	5	4,7	7,3	7,3	7,3	9,7	9,8	9,7	13	13	13	16,2	16,1	16,1	19,3	18,8	19,1
Manômetro Inclinado (mmCA)	0,09	0,15	0,12	0,2	0,2	0,15	0,45	0,45	0,4	0,6	0,55	0,57	1	0,9	1	1,45	1,45	1,4	2,1	1,9	2	2,75	2,8	2,75	3,4	3,3	3,4	4,1	4	4,15
Velocidade - Manôm. Incl. (m/s)	1,22	1,58	1,41	1,82	1,82	1,58	2,74	2,74	2,58	3,16	3,02	3,08	4,08	3,87	4,08	4,91	4,91	4,82	5,91	5,62	5,77	6,76	6,82	6,76	7,52	7,41	7,52	8,26	8,15	8,31
RPM	117	121	118	271	274	272	452	460	455	634	628	633	835	837	832	1000	1006	995	1149	1143	1139	1333	1331	1339	1504	1504	1506	1624	1630	1626
Torque Médio	0	0,3		0,8			1,6			3,3			4,8			7,3			9,7			13			16,1			19,1		
Velocidade Média	0	1,4		1,8			2,7			3,1			4,1			4,9			5,8			6,8			7,5			8,3		
RPM Média		118		272			455			633			835			1000			1143			1333			1504			1626		

ANEXO A - Especificações Técnicas Multímetro Eletrônico



Multímetro Eletrônico Minipa ET - 2651

Display LCD / Contagem	4 1/2 Dig. / 2000
Barra Gráfica / Iluminação	1
True RMS	
Tensão DC	200m / 2 / 20 / 200 / 1000V
Tensão AC	2 / 20 / 200 / 750V
Corrente DC	200μ / 2m / 20m / 200m / 20A
Corrente AC	20m / 200m / 20A
Resistência	200 / 2k / 20k / 200k / 2M / 20M / 2000MO
Temperatura	-40~+1000°C
Capacitância	20n / 2μ / 200μ
Frenquência	20k / 200kHz
Duty Cycle / Largura de Pulso	
Teste Continuidade / Diodo	C / D
Data / Auto / Peak Hold	D
Máx. / Min. / Méd. / Relativo	
Auto Desligamento / Beep Guard	A
Mudança de Faixa	Manual
Interface RS-232 e Software	
Precisão Básica	0,1%
Data Logger	
Teste Lógico	
Data Hold	
Categoria	CAT II 1000V
Dimensões (mm) / Peso (g)	198x97x35 / 400

Figura A 1 - Multímetro eletrônico Minipa ET - 2651

ANEXO B - Certificado de Calibração do Torquímetro

Impac comercial e tecnologia Ltda.

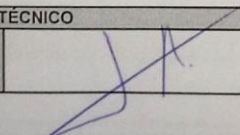
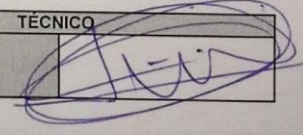
CERTIFICADO DE CALIBRAÇÃO			
NÚMERO	28982014	PÁGINA	1 de 2
CALIBRAÇÃO REALIZADA EM	CERTIFICADO EMITIDO EM	VALIDADE RECOMENDADA	
27/11/2014	27/11/2014	27/11/2015	
CLIENTE			
Empresa - Fundação Empresa Escola de Engenharia da UFRGS			
Endereço - Av. Osvaldo Aranha, 99 sala 511 - Bom Fim - Porto Alegre - RS			
OBJETO DO ENSAIO			
Equipamento - Torquímetro Digital Lutron Modelo TQ-8800 nº série - 033349			
Sensor Nº serie: 033348			
Identificação - Não fornecida			
Data do recebimento - Equipamento Novo			
CARACTERÍSTICAS DO OBJETO			
* Faixa de Medição - (0 ... 15 Kg-cm x 0,01 ou 0,1 Kg-cm)			
* Faixa de Medição - (0 ... 13,02 LB-inch x 0,01 ou 0,1 LB-inch)			
* Faixa de Medição - (0 ... 147 N x 0,1 ou 1 N-cm)			
* Precisão - ± 1,5% + 5 dígitos na temp. 23°C± 5°C			
* Carcaça Plástica			
* Leitura Digital			
* Indicador - (LCD) Display de Cristal Líquido			
CONDIÇÕES AMBIENTAIS			
TEMP. AMBIENTE	24°C	UMIDADE RELATIVA	61%
DESCRIÇÃO DO MÉTODO			
* A incerteza dos resultados obtidos foi determinada conforme procedimento interno			
* Esta Calibração foi realizada conforme Procedimento MEC-11.022			
Nível de Confiança de $\cong 95\%$ e $K \cong 2$.			
RASTREABILIDADE			
* Esta calibração foi realizada utilizando os seguintes equipamentos :			
* Jogo de pesos-padrão identificados através de tipagem marcados de 0 a 11 conforme relatado no certificado de calibração Nº R-42313/13 e R-42314/13 sob etiqueta do INMETRO num.CAL0091- Validade 01/11/2015			
OBSERVAÇÕES			
* Nosso Laboratório opera de acordo com o previsto na norma NBR ISO/IEC 17025:2005			
* Este Certificado é válido exclusivamente para o objeto ensaiado. A reprodução parcial ou total só será permitida mediante prévia autorização da Impac Comercial e Tecnologia.			
GERENTE TÉCNICO		TÉCNICO	
Laerte Binhardi Crea - 71404		Luis José	
Rua: Murtinho Nobre, 17 Butantã - CEP 05502-050 - São Paulo - SP - Tel.: (11) 3816-0371 - Fax: (11) 3816-0684.			
CNPJ: 64.112.295/0001-70 - IE: 114.541.037.111			
Site: www.impac.com.br - e-mail: vendas@impac.com.br			

Figura B 1 - Certificado de calibração Torquímetro Digital Lutron. Página 1

CERTIFICADO DE CALIBRAÇÃO

NÚMERO 28982014 PÁGINA 2 de 2

TABELA DE RESULTADOS OBTIDOS NA CALIBRAÇÃO

OBS: Utilizada alavanca multiplicadora de 10 cm

PADRÃO (g)	TORQUE (Kg-cm)	ERRO (g)	DESVIO PADRÃO	INCERTEZA ± (g)
132,266	1,32	-0,27	0,05	0,11
209,397	2,10	0,60	0,05	0,11
286,527	2,87	0,47	0,03	0,10
363,034	3,64	0,97	0,05	0,11
439,514	4,42	2,49	0,03	0,10
516,055	5,19	2,94	0,03	0,10
592,646	5,96	3,35	0,05	0,12
669,749	6,75	5,25	0,03	0,10
746,239	7,51	4,76	0,05	0,12
822,734	8,26	3,27	0,05	0,12
898,330	9,05	6,67	0,03	0,10
1293,190	13,02	8,81	0,03	0,10
1369,685	13,79	9,32	0,05	0,12

PADRÃO (g)	DESTORQUE (Kg-cm)	ERRO (g)	DESVIO PADRÃO	INCERTEZA ± (g)
132,266	-1,31	1,27	0,03	0,10
209,397	-2,08	1,40	0,03	0,10
286,527	-2,84	2,53	0,03	0,10
363,034	-3,60	3,03	0,05	0,11
439,514	-4,36	3,51	0,05	0,11
516,055	-5,12	4,06	0,05	0,11
592,646	-5,88	4,65	0,03	0,10
669,749	-6,64	5,75	0,03	0,10
746,239	-7,39	7,24	0,03	0,10
822,734	-8,14	8,73	0,03	0,10
898,330	-8,90	8,33	0,05	0,12
1293,190	-12,85	8,19	0,05	0,12
1369,685	-13,59	10,68	0,03	0,10

OBS: Os resultados referem-se à média de tres leituras

GERENTE TÉCNICO	TÉCNICO
Laerte Binhardi Crea - 71404	Luis José

Rua: Murtinho Nobre, 17 Butantã - CEP 05502-050 - São Paulo - SP - Tel.: (11) 3816-0371 - Fax: (11) 3816-0684.
 CNPJ: 64.112.295/0001-70 - IE: 114.541.037.111
 Site: www.impact.com.br - e-mail: vendas@impact.com.br

**Calibration
Certificate**

This certificate guarantees that the product has been inspected and tested in according to the published specifications.

The instrument has been calibrated by equipments which are already calibrated to traceable international standards.



Lutron LUTRON ELECTRONIC ENTERPRISE CO., LTD.
 The Art of Measurement
 ISO 9001 Quality Management System Certified by SGS

Figura B 2 - Certificado de calibração Torquímetro Digital Lutron. Página 2

**ANEXO C - Especificações da norma IEC-61400-12-1 e do anexo H para
Aerogeradores de Pequeno Porte.**

Adaptado do artigo - *Avaliação do Desempenho de Aerogeradores em Túnel de Vento*,
Alé *et al.*, 2002.

Tabela C 1 - Especificações da norma IEC-61400-12-1 e do anexo H para Aerogeradores de Pequeno Porte. Parte 1.

Local dos testes	Terrenos planos e abertos evitando terrenos com árvores, prédios e outras obstruções que afetem o desempenho do aerogerador.
Medida de potência	A potência da turbina deve ser medida na conexão da carga.
Transdutor de potência	O transdutor de potência deve medir o TRUE RMS da potência. Faixa de medida: de -50% a 200% da potência nominal da turbina.
Velocidade do vento	Medida com anemômetro de conchas calibrado.
Anemômetro	Para Aerogeradores de Grande Porte o anemômetro é instalado em torres específicas separadas de 2 a 4 diâmetros do rotor da turbina. Para Aerogeradores de Pequeno Porte pode-se instalar num suporte na própria torre da turbina.
Sensor de direção	O sensor de direção e suportes devem estar a pelo menos 3m de distância de qualquer parte do rotor.
Carga	Utilizar uma carga capaz de dissipar toda energia quando as baterias estiverem totalmente carregadas e manter a tensão das baterias em uma faixa de no máximo 10% da tensão nominal de teste.
Controlador de carga	Usado como dispositivo de proteção de tensão das baterias e gerenciamento da energia gerada pelo aerogerador.
Suporte do anemômetro	Instalado a uma distância de 1,5 vezes do diâmetro do rotor abaixo do cubo da turbina.
Correção da massa específica	As curvas de potência devem ser apresentadas para condições de ar padrão (1,225 Kg/m ³). Deve-se medir variáveis meteorológicas para fazer a correção da massa específica.

Tabela C 2 - Especificações da norma IEC-61400-12-1 e do anexo H para Aerogeradores de Pequeno Porte. Parte 2.

<p>Variáveis meteorológicas requeridas nos testes</p>	<p>Temperatura ambiente, pressão atmosférica, umidade relativa e precipitação. Os sensores de temperatura e de pressão devem ser montados a uma distância de 1,5 vezes o diâmetro do rotor abaixo do cubo da turbina, mesmo que a altura seja inferior a 10 m do nível do solo.</p>
<p>Coleta de dados</p>	<p>Dados coletados continuamente com uma taxa de amostragem de 1 Hz. O sistema de aquisição de dados deve armazenar dados médios, máximos, mínimos e desvio padrão.</p>
<p>Base de dados</p>	<p>Para os Aerogeradores de Pequeno Porte, os dados pré-processados devem ter duração mínima de 1 minuto. Nos Aerogeradores de Pequeno Porte se utiliza o intervalo de 1 minuto como referência para todos os conjuntos de dados no teste da máquina.</p>
<p>Crítérios para completar a base de dados</p>	<p>Cada Bin da velocidade do vento entre 1 m/s e 14 m/s deve conter ao menos 10 minutos de dados. O banco de dados deve conter no mínimo de 60 horas de operação do aerogerador dentro da faixa de operação.</p>
<p>Turbinas com sistema de controle de segurança</p>	<p>Aerogeradores de Pequeno Porte com controle de segurança, a base de dados deve incluir a faixa de velocidade onde ocorre a perda de potência devido a este tipo de controle.</p>
<p>Recomendações gerais</p>	<p>Tamanhos da fiação, material condutor, tipos de conectores usados para conectar a turbina eólica à carga e a resistência dos cabos elétricos deve ser medida entre o inversor e a carga ou entre o aerogerador e a carga, se nenhum inversor for utilizado. Caso sejam utilizados dispositivos para controle de subtensão ou sobretensão, estes dispositivos deverão ser considerados como parte do sistema do aerogerador. A tensão nominal do banco de baterias (ex: 12 V, 24 V, 48 V), o tamanho do banco de baterias utilizado (ex ampère hora), e o tempo de uso da bateria também devem ser relatados na apresentação dos dados.</p>

ANEXO D - Representação virtual para simulação e novo layout do Túnel Aerodinâmico Prof. Debi Pada Sadhu.



Figura D 1 - Representação virtual e novo layout do Túnel Aerodinâmico Prof. Debi Pada Sadhu

ANEXO E - Certificado de Aceitação de Artigo



Sistema Web de Gerenciamento de Eventos

CERTIFICADO

We certify that the following abstract submitted to **23rd ABCM International Congress of Mechanical Engineering- COBEM2015**, **HAS BEEN ACCEPTED** by the Organizing Committee.

Title

EXPERIMENTAL EVALUATION OF TURBINES SMALL WIND AERODYNAMIC PERFORMANCE CONFECTIONED IN 3D PROTOTYPING

Authors:

Saulo Garré; Adriane Prisco Petry; Alexandre Vagtinski de Paula; José Leandro Rosales Luz; Tanit Daniel Jodar Vecina

Code:

COB-2015-1703

We inform that the full-length paper submission deadline is May, 29th, 2015.

Rio de Janeiro, Brazil, May, 29th, 2015.
Organizing Committee COBEM2015.

Certificado emitido às 15:54:00 de sexta-feira, 29 de maio de 2015.

ESTE CERTIFICADO FOI GERADO ELETRONICAMENTE PELO SISTEMA WEB DE GERENCIAMENTO DE EVENTOS. SUA AUTENTICIDADE PODERÁ SER ATESTADA NO SWGE (<http://www.swge.inf.br/certificado/>), POR MEIO DO CÓDIGO **9D58BDEE-66E7-431F-A37E-8D757A7450C2**

Figura E 1 - Certificado de Aceitação de Artigo para o COBEM 2015