



**FUNDAÇÃO
UNIVERSIDADE
FEDERAL DE
MATO GROSSO DO SUL**

**FACULDADE DE ENGENHARIAS,
ARQUITETURA E URBANISMO E
GEOGRAFIA**

ENGENHARIA ELÉTRICA

Análise e Simulação de Turbinas Eólicas de Eixo Vertical (Darrieus e Lenz2) e Horizontal para o Dimensionamento de Geradores Elétricos

Sthefany Fernandes de Souza

**Campo Grande MS
14 de dezembro de 2018**



**FUNDAÇÃO
UNIVERSIDADE
FEDERAL DE
MATO GROSSO DO SUL**

**FACULDADE DE ENGENHARIAS,
ARQUITETURA E URBANISMO E
GEOGRAFIA**

ENGENHARIA ELÉTRICA

Análise e Simulação de Turbinas Eólicas de Eixo Vertical (Darrieus e Lenz2) e Horizontal para o Dimensionamento de Geradores Elétricos

Sthefany Fernandes de Souza

Orientador: Prof. Dr. Luigi Galotto Junior

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado à Universidade Federal de
Mato Grosso do Sul na Faculdade de
Engenharias, Arquitetura e Urbanismo e
Geografia, como requisito parcial para
obtenção do título de Engenheira
Eletricista.

Campo Grande MS
14 de dezembro de 2018

Análise e Simulação de Turbinas Eólicas de Eixo Vertical (Darrieus e Lenz2) e Horizontal para o Dimensionamento de Geradores Elétricos

Monografia apresentada à Universidade Federal de Mato Grosso do Sul na Faculdade de
Engenharias, Arquitetura e Urbanismo e Geografia, para obtenção da Graduação em
Engenharia Elétrica.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Prof. Dr. Luigi Galotto Junior
Orientador

Prof. Dr.

Prof. Dr.

Campo Grande MS
14 de dezembro de 2018

DECLARAÇÃO DE AUTORIA E RESPONSABILIDADE

Eu, **Sthefany Fernandes de Souza**, residente e domiciliada na cidade de Campo Grande, Estado de Mato Grosso do Sul, portadora do RG de nº 001.692.078 e CPF nº 034.540.691-57, declaro que o “Trabalho de Conclusão de Curso (TCC)” apresentado, com o título “Análise e Simulação de Turbinas Eólicas de Eixo Vertical (Darrieus e Lenz2) e Horizontal para o Dimensionamento de Geradores Elétricos” é de minha autoria e assumo a total responsabilidade pelo seu conteúdo e pela originalidade do texto. Declaro que identifiquei e referenciei todas as fontes e informações gerais que foram utilizadas para construção do presente texto. Declaro também que este artigo não foi publicado, em parte, na íntegra ou conteúdo similar em outros meios de comunicação, tendo sido enviado com exclusividade para a Universidade Federal de Mato Grosso do Sul (UFMS).

Campo Grande, 14 de dezembro de 2018.

Sthefany Fernandes de Souza

*Dedico este trabalho a minha mãe, Melfy
Fernandes, por todo o incentivo e ajuda para
que este dia importante fosse possível.*

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço ao Universo que dentre inúmeras possibilidades, tentativas e um pouco de sorte aliada à minha vontade e esforço me trouxe a este momento com saúde e perseverança.

Agradeço aos meus pais, Stony de Souza e Melfy Fernandes, que sempre incentivaram e investiram nos meus estudos, acreditando que um dia este sonho se tornaria realidade. Se hoje tenho um pensamento crítico e aberto devo a essas duas pessoas que com humildade em meio as dificuldades, souberam me passar um pouco de sabedoria e inteligência na tomada de decisões na vida. A cada meta superada os faço felizes e orgulhosos.

Aos meus amigos e amigas cuja amizade, companheirismo, ensinamentos e troca de experiências foram essenciais nesta minha jornada na graduação.

Ao meu orientador, Professor Luigi Galotto Junior, por seus ensinamentos, incentivo, paciência e compreensão com este trabalho assim como o envolvimento com a pesquisa e ensino do tema abordado. Pela oportunidade de trabalhar em um projeto em conjunto com outros pesquisadores e alunos de graduação que se envolveram em algum momento com este projeto.

À ONG ECOA, por disponibilizar um protótipo de turbina de eixo vertical tipo Lenz2 para o estudo e análise do dimensionamento de um gerador elétrico ao laboratório de pesquisas BATLAB/UFMS.

Ao laboratório de pesquisas BATLAB/UFMS por ceder o espaço físico e as ferramentas necessárias para o desenvolvimento deste trabalho.

RESUMO

O estudo sobre as turbinas eólicas para um melhor aproveitamento do potencial dos ventos, atualmente compõe a fase de pré-projeto e simulação de cenários na geração eólica, sendo um grande avanço para área que possibilitou entender melhor tanto a tecnologia das turbinas como otimizar o processo para atender grandes demandas de energia, cidades e até países, com parques eólicos. Neste trabalho apresenta-se a análise e os resultados de simulação de alguns tipos de turbinas eólicas feitos nos *softwares* Qblade e Matlab. Com o objetivo de conhecer a tecnologia das turbinas eólicas e analisar os aero geradores do tipo Darrieus, Lenz2 e Horizontal, foi feita uma verificação de parâmetros que envolvem cada tipo de modelo. E pela etapa de testes computacionais, foi possível obter as eficiências (C_p) de cada tipo de rotor baseado na escolha do *design* das pás e no desempenho do perfil eólico escolhido assim como no tipo de rotor e nos dados construtivos de cada turbina. Resultados de torque e potência mecânica obtidos nos testes também são apresentados para a análise do desempenho das turbinas como máquina primária. A partir desses dados o projetista pode escolher o gerador mais adequado dependendo da aplicação e custo benefício do empreendimento eólico.

Palavras-Chave: Simulação de turbinas eólicas, geração eólica, tipos de turbinas, TEEH, TEEV.

ABSTRACT

The study on wind turbines to better exploit wind potential nowadays composes the pre-project and scenario simulation phase in wind generation, a major breakthrough in the area that has made it possible to better understand both turbine technology and optimize the process to meet large energy demands, cities and even countries, with wind farms. This work presents the analysis and simulation results of some types of wind turbines made in Qblade and Matlab software. In order to know the wind turbine technology and to analyze the Darrieus, Lenz2 and Horizontal generators, a parameter check was made that involves each type of model. Efficiency (C_p) of each type of rotor based on the design of the blades and on the performance of the chosen wind profile, as well as on the rotor type and the constructive data of each turbine, was obtained through the computational tests stage. Results of torque and mechanical power obtained in the tests are also presented for the analysis of the performance of the turbines as primary machine. From these data the designer can choose the most appropriate generator depending on the application and cost benefit of the wind farm.

Keywords: Simulation of wind turbines, wind generation, turbine types, TEEH, TEEV.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1	Forças aerodinâmicas formadas em um perfil eólico.....	23
Figura 2.2	Velocidades e forças aerodinâmicas agindo na pá do rotor (TEEH).	24
Figura 2.3	Curva característica de potência $C_p(\lambda)$ de alguns modelos eólicos.	27
Figura 2.4	Cálculo da solidez para turbinas eólicas de eixo horizontal e vertical.	28
Figura 2.5	Relação da solidez pela velocidade específica $\sigma(\lambda)$	29
Figura 2.6	Aerofólio com os respectivos ângulos de ataque e de passo.	30
Figura 2.7	Curvas de potência de aero geradores $P(V)$ com controle por estol e por passo.	31
Figura 2.8	Tipos de rotores de aero geradores.....	32
Figura 2.9	Rotor Turbina Lenz2.	33
Figura 2.10	Curvas características para uma turbina Lenz2 testada em túnel de vento.	34
Figura 2.11	Potência mecânica gerada pela velocidade de rotação da turbina.	35
Figura 2.12	Curva $P_{mec}(V)$ da turbina Lenz2 com 4 pás, diâmetro 1,5m e altura 1,83m.	36
Figura 3.1	Dados dos objetos e fluxograma do código no Qblade.....	38
Figura 3.2	Modelo do disco atuador.	39
Figura 3.3	Elementos ao longo da pá.	39
Figura 3.4	Geometria do rotor Darrieus e os dois discos atuadores do método DMS.	41
Figura 3.5	Aerofólios Circular e NACA 5518.	42
Figura 3.6	Regiões de Baixa e Alta pressão no aerofólio NACA 5518.....	44
Figura 3.7	<i>Design</i> da pá para simulações com TEEHs.	45
Figura 3.8	<i>Design</i> dos rotores para TEEH com uma, duas e três pás.....	46
Figura 3.9	Perfil eólico NACA 0012.	47
Figura 3.10	Regiões de Baixa e Alta pressão no perfil eólico NACA 0012.	47
Figura 3.11	<i>Design</i> do rotor Darrieus Convencional.	48
Figura 3.12	<i>Design</i> do rotor Darrieus tipo H com 3 pás.....	49
Figura 3.13	Representação dos vetores de velocidade e dos ângulos α e ϑ	50
Figura 3.14	<i>Design</i> do perfil eólico do protótipo da turbina Lenz2.....	51

Figura 3.15	Perfil da asa do aero gerador Lenz2 da ECOA.	52
Figura 3.16	Rotor do protótipo da turbina Lenz2 com 3 pás.	53
Figura 4.1	Gráfico da curva de sustentação do perfil NACA 5518.	55
Figura 4.2	Gráfico da curva do coeficiente de arrasto do perfil NACA 5518.	56
Figura 4.3	Gráfico da curva com a relação entre os coeficientes de sustentação e arrasto.	57
Figura 4.4	Gráfico da curva de sustentação do perfil eólico NACA 0012.	58
Figura 4.5	Gráfico da curva de arrasto do perfil eólico NACA 0012.	58
Figura 4.6	Gráfico da curva com a relação entre os coeficientes de sustentação e arrasto.	59
Figura 4.7	Gráfico das curvas de eficiência para os três modelos de TEEH.	61
Figura 4.8	Gráfico das curvas do coeficiente de torque (C_m) das TEEH's.	62
Figura 4.9	Gráfico das curvas de torque gerado das TEEHs.	63
Figura 4.10	Potência mecânica gerada pela velocidade do rotor ($V_{vento} = 7 \text{ m/s}$).	63
Figura 4.11	Potência gerada pela velocidade rotacional rotor TEEH com 1 pá.	64
Figura 4.12	Potência gerada pela velocidade rotacional rotor TEEH com 2 pás.	65
Figura 4.13	Potência gerada pela velocidade rotacional rotor TEEH com 3 pás.	65
Figura 4.14	Potência de saída para TEEH com 1 pá.	66
Figura 4.15	Potência de saída para TEEH com 2 pás.	67
Figura 4.16	Potência de saída para TEEH_3 pás.	67
Figura 4.17	Comparação entre as potências de saída de 1, 2 e 3 pás para TEEH	68
Figura 4.18	Coeficientes de potência para TEEV Darrieus e tipo H.	70
Figura 4.19	Gráfico das curvas do coeficiente de torque (C_m) das TEEV.	71
Figura 4.20	Gráfico das curvas de torque para TEEV Darrieus e tipo H.	71
Figura 4.21	Potência mecânica gerada para os rotores Darrieus, com $V_{vento} = 7 \text{ m/s}$	72
Figura 4.22	Potência mecânica gerada para o rotor Darrieus convencional.	73
Figura 4.23	Potência mecânica gerada para o rotor Darrieus tipo H.	73
Figura 4.24	Potência de saída para o rotor Darrieus convencional com 3 pás.	74
Figura 4.25	Potência de saída para o rotor Darrieus tipo H com 3 pás.	75
Figura 4.26	Comparação entre as potências de saída das TEEV Darrieus e tipo H simuladas.	76
Figura 4.27	Gráfico da curva normalizada $C_p(\lambda)$ para turbina Lenz2 com 1 pá, $V = 9,03 \text{ m/s}$	78

Figura 4.28	Curvas de potência para várias velocidades de vento, turbina Lenz2 com 1 pá.	79
Figura 4.29	Torque mecânico para velocidades de vento especificada, Lenz2 com 1 pá.	80
Figura 4.30	Gráfico do potencial eólico e da potência da turbina Lenz2 com 1 pá.	80
Figura 4.31	Gráfico da curva normalizada $C_p(\lambda)$ para turbina Lenz2 com 3 pás, $V = 9,03$ m/s.	81
Figura 4.32	Curvas de potência para várias velocidades de vento, turbina Lenz2 com 3 pás.....	82
Figura 4.33	Torque mecânico para velocidades de vento especificadas, Lenz2 com 3 pás.	83
Figura 4.34	Gráfico do potencial eólico e da potência de saída da turbina Lenz2 com 3 pás.	83
Figura 4.35	Gráfico com as curvas $C_p(\lambda)$ das turbinas simuladas, $V = 7$ m/s.	85
Figura 4.36	Gráfico comparativo das eficiências das turbinas simuladas, $V \approx 12$ m/s.....	86

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1	Valores para o ponto de operação com ângulo de ataque em 10°	44
Tabela 3.2	Dimensões de uma pá para TEEH.	45
Tabela 3.3	Valores para o ponto de operação com o ângulo de ataque em 12°	48
Tabela 3.4	Dimensões para a pá da Turbina Darrieus Convencional.	48
Tabela 3.5	Dimensões da Turbina Darrieus de pás retas (tipo H).....	49
Tabela 3.6	Dimensões do protótipo da turbina Lenz2.	52
Tabela 4.1	Resultado dos rotores das TEEHs em um túnel de vento computacional.....	69
Tabela 4.2	Resultado dos rotores das TEEV- Darrieus em um túnel de vento computacional.	77
Tabela 4.3	Dados experimentais de uma turbina Lenz2_3 pás.	78

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

BEM - *Blade Element Momemtum*

DMS - *Double Multiple Streamtube*

GIGE – Gerador tipo Indução Trifásico Gaiola de Esquilo

GIRB – Gerador de Indução com Rotor Bobinado

GS – Gerador Síncrono

PROEÓLICA - Programa Emergencial de Energia Eólica

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

SIN – Sistema Interligado Nacional

HAWT - *Horizontal Axis Wind Turbine*

TEEH – Turbina Eólica de Eixo Horizontal

TEEV – Turbina Eólica de Eixo Vertical

TUSD – Tarifa do Uso de Sistemas Elétricos de Distribuição

TUST – Tarifa do Uso de Sistemas Elétricos de Transmissão

TSR – *Tip Speed Ratio* (coeficiente de velocidade periférica)

VAWT - *Vertical Axis Wind Turbine*

SIMBOLOGIA

A – Área de varredura das pás

A_p – Área do perfil da pá

c - corda

C_a – Coeficiente de arrasto

C_m – Coeficiente de torque médio

C_{pmax} – Ponto máximo do coeficiente de potência

C_p – Coeficiente de potência

C_s – Coeficiente de sustentação

D – Diâmetro do rotor da turbina

F_a – Força de arrasto

F_s – Força de sustentação

n – Número de pás

$P_{eólico}$ – Potência disponível do vento

P_{mec} – Potência mecânica da turbina

P_e – Potência elétrica

R – Raio da turbina

Re – Número de Reynolds

T_{mec} – Torque mecânico do eixo da turbina

V – Velocidade do vento

V_{cut_in} – Velocidade de arranque

V_{cut_out} – Velocidade máxima

α – Ângulo de ataque da pá

β – Ângulo de passo da pá

ϑ – Ângulo de azimute

λ – Velocidade específica

μ - Viscosidade do ar

ρ – Densidade do ar

σ – Fator de bloqueamento ou solidez

ω – Velocidade angular da turbina

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	15
1.1. Estado da arte	15
1.2. Motivação para o desenvolvimento do trabalho.....	18
1.3. Objetivos.....	19
1.3.1. Objetivo Geral	19
1.3.2. Objetivos Específicos.....	19
1.4. Organização do Trabalho	19
2. FUNDAMENTAÇÃO SOBRE GERAÇÃO EÓLICA	20
2.1. Evolução da geração eólica	20
2.1.1. Cenário Nacional	21
2.1.2. Contexto na Matriz Energética Nacional	21
2.2. Potencial eólico, turbinas eólicas e a conversão de energia.....	22
2.2.1. Perfil eólico das pás da turbina ou aerofólio	22
2.2.2. Coeficientes aerodinâmicos de Sustentação e Arrasto	24
2.2.3. Número de Reynolds.....	25
2.2.4. Coeficiente de Potência (C_p).....	26
2.2.5. Solidez	28
2.2.6. Tipos de controle aerodinâmico	29
2.2.7. Curva de potência para aero geradores.....	31
2.2.8. Tipos de Turbinas	32
2.2.9. Turbina Lenz2.....	33
3. METODOLOGIA E DESENVOLVIMENTO	37
3.1. Simulações no software Qblade	37
3.1.2. Metodologia BEM	38
3.1.3. Metodologia DMS	40
3.1.4. Aspectos construtivos para TEEH com 1, 2 e 3 pás.....	42
3.1.5. Aspectos construtivos para TEEV Darrieus Convencional e tipo H.....	46
3.2. Simulações em Ambiente MATLAB/OCTAVE.....	50
3.2.2. Aspectos construtivos do protótipo da turbina Lenz2.....	51
4. RESULTADOS DE SIMULAÇÃO	54
4.1. Resultados dos Perfis Eólicos	54

4.1.1.	Perfil eólico NACA 5518– TEEH	54
4.1.2.	Perfil eólico NACA 0012– TEEV Darrieus e tipo H	57
4.1.3.	Perfil eólico Lenz2	60
4.2.	Resultados das Turbinas Eólicas	60
4.2.1.	TEEH com 1, 2 e 3 pás	61
4.2.2.	TEEV Darrieus Convencional e tipo H com 3 pás	69
4.2.3.	TEEV Lenz2 configuração com 1 e 3 pás	77
4.3.	Conclusão dos resultados.....	84
5.	CONCLUSÕES GERAIS.....	87
6.	REFERÊNCIAS	89
7.	APÊNDICE-ROTINAS DE SIMULAÇÃO.....	91

1. INTRODUÇÃO

A partir dos avanços sobre a tecnologia das turbinas eólicas e a incorporação de *softwares* de simulação aos projetos de dimensionamento de aero geradores, atualmente, existe um melhor aproveitamento do recurso eólico com a prospecção de cenários de projeto para geração antes da sua execução, aumentando a confiabilidade e reduzindo erros. Este trabalho pretende explorar estas tecnologias atuais para aprofundar as análises sobre as turbinas eólicas visualizando subsidiar o projeto e dimensionamento de aerogeradores e parques eólicos.

Para a análise e simulação de turbinas eólicas apresentadas neste trabalho, é essencial entender as características físicas de cada modelo proposto e as suas curvas de desempenho. Deste modo, é possível fazer a comparação da capacidade de potência gerada por cada tipo de turbina, fazendo a proposta do gerador elétrico de acordo com a aplicação desejada. Neste capítulo serão detalhados os aspectos gerais para o desenvolvimento do trabalho com a revisão do estado da arte, as motivações e objetivos que levaram a elaboração dos cenários de projeto para aero geradores.

1.1. ESTADO DA ARTE

Com a manipulação dos parâmetros da turbina eólica e a inserção de mecanismos ao sistema, é possível obter um considerável aumento da quantidade e da qualidade da energia extraída mesmo que ela possua uma baixa eficiência na conversão. As intervenções em um sistema eólico para melhorar o aproveitamento eólico são:

- Aumento das torres e das pás;
- Inserção de uma caixa de engrenagem;
- Melhoria do *design* dos aerofólios, e
- Controle das pás do aero gerador por Estol ou pelo ângulo de passo (β).

A exploração da fonte eólica pode ser feita em macro escala em grandes parques eólicos, que optam na maioria das vezes, por Turbinas Eólicas com Eixo Horizontal (TEEH). E em pequena escala na micro e mini geração, seja conectada à rede ou atendendo uma carga isolada, geralmente com turbinas menores com rotor de eixo horizontal ou Turbinas Eólicas de Eixo Vertical (TEEV).

A geração eólica possui particularidades ligadas ao projeto da máquina primária e uma condição para uma conversão eficiente de energia é o projeto ideal das pás do rotor. Os *softwares* de simulação auxiliam com uma metodologia de desenvolvimento rápido, com previsões robustas e confiáveis das características aerodinâmicas e com a simulação das condições de fluxo em torno da pá do rotor.

Com o perfil aerodinâmico das pás, o tipo de eixo do rotor, o tamanho da turbina, o número de pás e outros parâmetros, é possível fazer uma simulação física (túnel de vento) ou computacional para gerar a curva característica do sistema eólico $C_p(\lambda)$, posteriormente, utilizada em cálculos de dimensionamento de aero geradores. Onde C_p é a eficiência da conversão de potência da turbina e λ é a relação da velocidade da turbina com a velocidade do vento, chamada velocidade específica ou velocidade de ponta da pá, do inglês *Tip Speed Ratio* (TSR). Outras relações importantes são a curva de torque pela velocidade angular $T_{mec}(\omega)$ e a potência pela velocidade do vento $P_{mec}(V)$.

A extração de energia disponível do vento por um aero gerador é baseada na teoria da quantidade de movimento axial. Tal extração possui um limite teórico, conhecido como limite de Lanchester-Betz, que estabelece que o potencial máximo de extração de energia de um rotor é estimado em 59% [1]. Contudo, fatores como viscosidade, fricção e perdas devido a vórtices de esteira provocado pelo movimento das pás diminui o valor do C_p .

Testes em túnel de vento mostram que TEEH chegam a eficiência em torno de 46% e 47%. Em TEEV como o modelo Savonius, 29%, e, o modelo Lenz2, 38% [2], neste último rotor, de acordo com [3], poderia ter eficiência de 41% na teoria.

Por meio do levantamento das curvas que caracterizam o modelo da turbina, a identificação do ponto máximo ($C_{pmáx}$) de operação e a faixa de potência que ela atende, é possível dimensionar o gerador elétrico.

De acordo com [4], em parques eólicos atuais, os geradores mais utilizados são os do tipo indução trifásico gaiola de esquilo (GIGE), de indução com rotor bobinado (GIRB), de relutância variável e os síncronos (GS).

Para turbinas de pequeno porte é comum o uso do gerador síncrono a ímã permanente, pois dá leveza ao projeto e diminui o custo do projeto comparado aos de indução ou de rotor bobinado. Como é em menor escala, a presença da caixa de engrenagem pode ser dispensada e quando há, ela é em menor proporção.

Para simulação de turbinas eólicas, uma opção de *software* livre que possui uma plataforma completa, iterativa e de fácil operação para fases de pré-projeto é o Qblade. Seguindo [5], é possível simular cenários de projeto de geração eólica, analisar e comparar os dados.

Como base comparativa para análise gráfica dos resultados, utilizou-se o trabalho [6] que reúne um acervo com inúmeros testes físicos com diferentes tipos de rotores eólicos, horizontal e vertical, feitos pelo Centro de Energia Eólica (CE-EÓLICA/PUCRS).

Para os testes feitos em [6], as turbinas eólicas foram dimensionadas e modeladas em CAD turbinas eólicas com a análise de elementos finitos, com plataformas computacionais completas para dinâmica dos fluidos CFD (*Computational fluid dynamics*) *Wind Farm*, *Wasp*, *Homer*, *MathLab*, *Solid Works*, *AutoCad*, *Fluent*, *Eolusoft*, *AEPE*, *Delphi*, *Surfer*, enquanto que a plataforma do Qblade, utilizada neste trabalho, fez toda a simulação das partes do projeto (escolha do aerofólio, simulação, desenho da turbina, desempenho, etc.) de alguns tipos de turbinas.

Com as limitações da plataforma do Qblade para turbinas eólicas caracterizadas por serem predominantemente de arrasto como Savonius e Lenz2, optou-se pela elaboração de uma rotina de programação no Matlab com o equacionamento matemático do modelo de turbina e as relações para o cálculo da potência e do torque do aero gerador. Dados de testes em túnel de vento físico do trabalho [2] foram incorporados a rotina de programação.

Com base nos cálculos de dimensionamento do aero gerador Lenz2 do trabalho [3], o método no Matlab foi desenvolvido para o levantamento das curvas para um protótipo da turbina Lenz2 da ONG ECOA.

Porém, enquanto no trabalho [3], o modelo da turbina foi escolhido e adaptado baseado em um levantamento de carga específico para atender uma aldeia de pescadores, neste trabalho o projeto de simulação é iniciado com base em um protótipo real da turbina Lenz2, fazendo a verificação e análise do desempenho do aero gerador em relação a dados experimentais de túnel de vento de uma turbina com a mesma configuração, sem um levantamento específico de carga, o foco principal é o potencial de geração do protótipo.

As curvas levantadas no Matlab são geradas pelo equacionamento matemático da turbina e das relações fundamentais de potência para aero geradores.

Neste trabalho, reúne-se um estudo geral com a análise de parâmetros e resultados de simulação no Qblade com turbinas eólicas de eixo horizontal, com uma, duas e três pás, baseado no método clássico da Teoria e Momento do Elemento de Pá, do inglês *Blade Element Momentum* (BEM) e com turbinas eólicas de eixo vertical Darrieus convencional e

de pás retas (tipo H) de três pás, baseado no modelo *Double-Multiple Streamtube* (DMS) introduzido por Ion Paraschivoiu. O mesmo é feito com a TEEV Lenz2 com três pás, porém simulada no Matlab. Em seguida é feita a análise mecânica de cada tipo de rotor de turbina para geradores elétricos.

1.2. MOTIVAÇÃO PARA O DESENVOLVIMENTO DO TRABALHO

Por ser uma fonte de geração limpa, renovável, com impactos ambientais menores em relação a outras fontes convencionais, a eólica é uma das opções mais atrativas para geração de energia em ascensão no momento.

Com a demanda por energia cada vez mais crescente e os recursos naturais de outras fontes convencionais altamente explorados ou escassos, ou ainda, muitas vezes encarecidos pelo seu alto custo, se faz necessário a utilização de Outras Fontes para exploração.

A partir do entendimento da tecnologia das turbinas eólicas analisando as limitações, potencialidades do projeto e sua aplicação seja no atendimento a cargas isoladas, mini e micro geração distribuída ou em parques eólicos, é possível levar um desenvolvimento e crescimento local social e econômico a determinada região ou mesmo a um país inteiro.

Outra vantagem é com relação aos consumidores cativos das concessionárias de energia elétrica, que podem se tornar geradores e suprir a própria demanda de energia elétrica, contribuindo para o sistema interligado da concessionária de energia com o alívio da rede de distribuição assim como para o consumidor que ganha em ativos de crédito na sua fatura de energia, podendo diminuir o custo da sua fatura. Em casos onde o consumidor zera o valor da fatura de energia este pode disponibilizar o excedente a concessionária, de acordo com normas que regulamentam a mini e micro geração conectada à rede, Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012.

Do ponto de vista acadêmico, aplicação dos conceitos teóricos para análise e dimensionamento de aerogeradores de acordo com o tipo de turbina eólica utilizada e suas diferentes aplicações em diferentes cenários.

1.3. OBJETIVOS

A seguir são descritos os objetivos e etapas deste trabalho.

1.3.1. *Objetivo Geral*

Analisar alguns tipos de turbinas eólicas de eixo horizontal e vertical para auxiliar no dimensionamento do gerador elétrico de acordo com o modelo.

1.3.2. *Objetivos Específicos*

- Utilizar um software específico para simulação de turbinas eólicas como o Qblade, e, fazer a análise dos parâmetros de TEEH com uma, duas e três pás, e, TEEV Darrieus convencional e de pás retas com três pás;
- Utilizar o software Matlab para simular a turbina eólica do tipo Lenz2 com uma e três pás, e, obter as curvas de desempenho da turbina;
- Comparar as topologias de turbina eólica simuladas;
- Apresentação do protótipo da turbina Lenz2 da ONG ECOA utilizado nas simulações;
- Analisar e dimensionar os geradores elétricos para cada aplicação.

1.4. ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

No Capítulo 2, é apresentada uma breve revisão sobre a geração eólica e suas características, cenário atual e fundamentos essenciais para cada tipo de turbina abordada.

No Capítulo 3, são apresentados os *softwares* Qblade e Matlab e a metodologia empregada por cada um deles para os testes de simulação.

No Capítulo 4, são apresentados os resultados de simulação, análise dos modelos eólicos, curvas de desempenho e operação, e, a discussão dos resultados com a comparação entre os tipos de aero geradores.

No Capítulo 5, são apresentadas as conclusões finais e propostas de continuidade do trabalho.

2. FUNDAMENTAÇÃO SOBRE GERAÇÃO EÓLICA

As principais fontes de energia consideradas renováveis no cenário atual são a hidráulica (rios), solar (sol), eólica (ventos), biomassa (sobras ou resíduos de matéria orgânica da atividade humana como o lixo, o bagaço da cana-de-açúcar, dejetos de animais), mare motriz (mar) e geotérmica (calor existente no interior da Terra).

São fontes que não geram impacto ambiental no sentido do esgotamento dos recursos naturais envolvidos no processo ou pela emissão de dióxido de carbono (CO_2) na atmosfera [7].

Por ter essa característica aliado ao conceito de sustentabilidade e com os avanços tecnológicos sobre turbinas eólicas, a fonte eólica se tornou uma boa alternativa para a produção de energia, tanto que atualmente há uma crescente exploração do recurso eólico para produção de energia elétrica nacional e mundial.

Segundo [4], seu uso está cada vez mais inserido na sociedade, levando-se em conta os ganhos ambientais que ela proporciona e seu aumento de competitividade no mercado, tornando viável a sua utilização.

2.1. EVOLUÇÃO DA GERAÇÃO EÓLICA

Para geração de eletricidade, as primeiras tentativas surgiram no final do século XIX, mas somente um século depois, com a crise internacional do petróleo em 1973, é que houve interesse e investimentos suficientes para viabilizar o desenvolvimento e aplicação de equipamentos em escala comercial [8].

Preocupações ambientais, com foco nas emissões de gases de efeito estufa e a independência energética fez com que a geração eólica passasse a contar com o apoio de políticas de incentivo financeiro dos governos para a pesquisa e desenvolvimento da tecnologia das turbinas eólicas, nos EUA e na Europa.

2.1.1. Cenário Nacional

No cenário nacional, o primeiro incentivo à fonte eólica se deu com Programa Emergencial de Energia Eólica (PROEÓLICA) durante a crise energética de 2001, porém sem gerar resultados. Posteriormente, com a criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), em 2002, instituído pela Lei nº 10.438/2002, teve-se um impacto melhor gerando resultados positivos.

Além disso, a Lei nº 10.438/2002 alterou o artigo 26 da Lei nº 9.427 de 26 de dezembro de 1996, instituindo a redução de 50% às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão (TUST) e de distribuição (TUSD) incidindo na produção e no consumo da energia associado à geração eólica. Esse subsídio cruzado foi um auxílio adicional à viabilização da geração eólica no Brasil. A Lei nº 10.762 de 11 de novembro de 2003 limitou o benefício da redução da TUST e TUSD para fontes solar, eólica, biomassa e cogeração qualificada cuja potência instalada fosse menor ou igual a 30 MW [9].

2.1.2. Contexto na Matriz Energética Nacional

A matriz energética brasileira é em sua maior parte composta pela fonte hídrica que é limpa, renovável e relativamente barata comparada com outras fontes convencionais. Contudo com a recente crise hídrica entre 2014 e 2015, se recorreu novamente aos despachos das termoeletricas pelo Sistema Interligado Nacional (SIN) para atender a demanda dos consumidores. Com a inserção do novo sistema de bandeiras tarifárias, que passou a vigorar em 2015, o custo da energia elétrica aumentou significativamente para o consumidor final, pois levou em consideração os custos do tipo de geração despachada pelo sistema. Termoeletricas embora garantam a disponibilidade de energia para o sistema são mais caras pois utilizam combustíveis fósseis que não são renováveis e geram gases poluentes na atmosfera e com as hidrelétricas em baixa, a bandeira vermelha foi sinalizada.

A bandeira tarifária é o sistema que sinaliza aos consumidores os custos reais da geração de energia elétrica. O funcionamento é simples: as cores das bandeiras (verde, amarela ou vermelha) indicam se a energia custará mais ou menos em função das condições de geração de eletricidade [10].

Para diversificação da matriz energética brasileira para que o sistema não fique cativo apenas das fontes convencionais, hídrica e térmica, em momentos de crise, as “Outras Fontes” como a solar, eólica e biomassa têm se destacado.

Nacionalmente, o setor de energia eólica chegou a capacidade instalada de 10 GW, com 400 parques e mais de 5 mil aero geradores em operação no Brasil, representando 7% da matriz energética brasileira, com 80% de nacionalização [11].

2.2. POTENCIAL EÓLICO, TURBINAS EÓLICAS E A CONVERSÃO DE ENERGIA

Considerando um fluxo de ar de massa m movimentando-se a uma velocidade v , pode-se estabelecer sua energia cinética como $E = (m \cdot v^2)/2$. A Potência (P) é, de forma simplificada a energia sobre o tempo (E/t), que por sua vez pode ser escrita como $P = (A \cdot \rho \cdot v^3)/2$, onde ρ é a massa específica do ar e A é área varrida pelo aero gerador [12].

O vento influencia na potência disponível com variação de ordem cúbica e linearmente com a densidade do ar e a área varrida pelas pás. Em turbinas de eixo horizontal a área varrida é a área de uma circunferência ($\pi \cdot r^2$), onde o seu raio é representado pelo comprimento das pás. As turbinas de eixo vertical como Darrieus de pás retas, Savonius e Lenz2 a área varrida é determinada pela altura das pás e o diâmetro da turbina ($L \cdot D$) e Darrieus convencional ($\frac{2}{3} \cdot L \cdot D$).

2.2.1. Perfil eólico das pás da turbina ou aerofólio

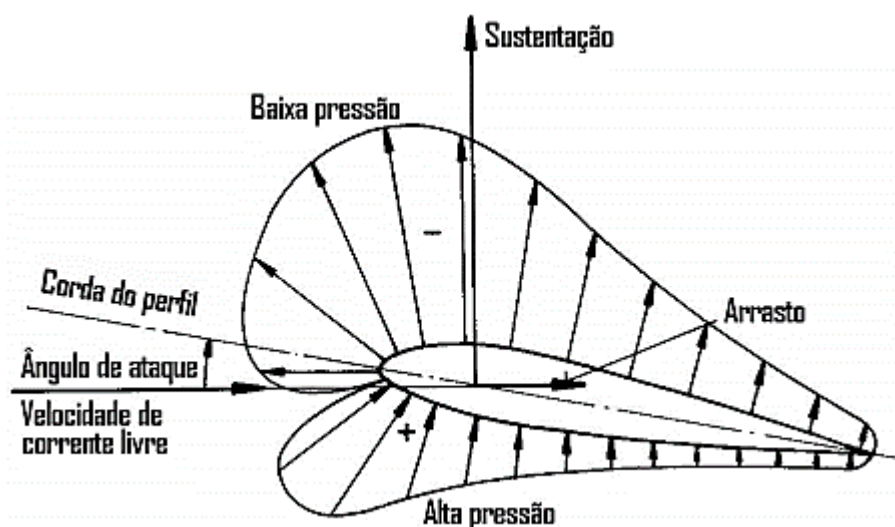
Um elemento muito importante para o estudo e análise das turbinas eólicas é o perfil eólico. Na Figura 2.1 é mostrado um perfil eólico estático submetido a uma corrente de ar constante, provocando variação na direção da velocidade do fluido, o surgimento de forças aerodinâmicas e a formação das regiões de alta e baixa pressão.

A aerodinâmica de turbinas eólicas concerne na modelagem das forças aerodinâmicas nas pás de seus rotores e em suas estruturas. Os projetos de rotores modernos incluem a escolha do número de pás, aerofólios, a distribuição de corda, o ângulo de passo e os materiais envolvidos [13].

Em TEEH, o efeito do vento que incide sobre a área varrida das pás manifesta forças aerodinâmicas que atuam sobre a estrutura e contribuem para o torque resultante.

Conhecendo-se a velocidade relativa que atua em cada elemento de pá é possível determinar o ângulo de ataque (α) e calcular as forças aerodinâmicas da turbina. A dificuldade encontrada seria o cálculo das velocidades induzidas que compõem a velocidade relativa com a formação da esteira de turbulência devido ao giro do rotor.

Figura 2.1 Forças aerodinâmicas formadas em um perfil eólico.

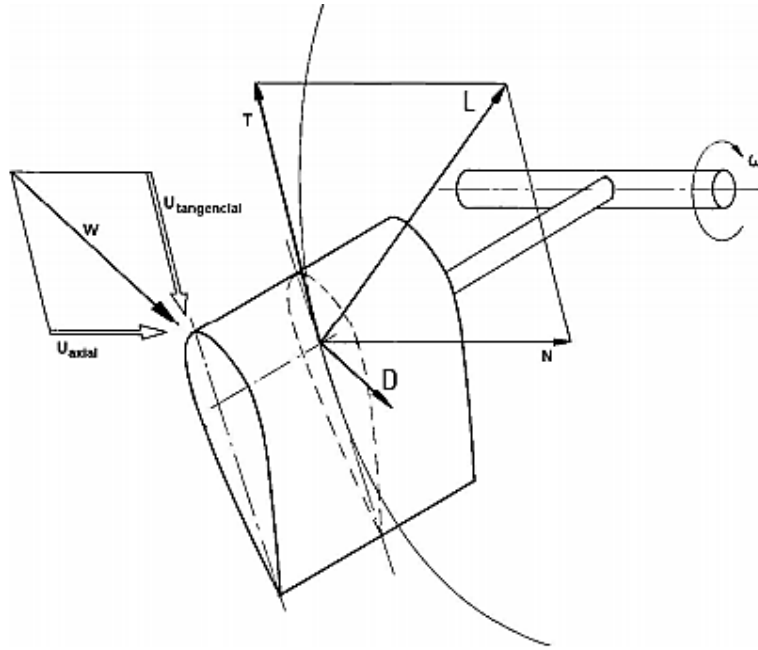


Fonte: [14].

De acordo com [14], para o desenho aerodinâmico das pás em turbinas eólicas se utiliza principalmente a metodologia formada por duas teorias: Teoria de Elemento de Pá e Teoria da Quantidade de Movimento. Relacionando as expressões das forças tangenciais e axiais destas duas teorias, pode-se determinar por um procedimento iterativo, os fatores de interferência tangencial e axial, com os quais se podem obter a velocidade relativa em cada elemento de pá, ângulos e forças aerodinâmicas. Aplicando tal procedimento para cada elemento de pá se obtém finalmente o torque e potência da turbina.

Na Figura 2.2 é mostrado o *design* de uma pá submetida aos fluxos de vento tangencial ($U_{tangencial}$), axial (U_{axial}) e a formação do vento relativo (W) que age sobre pá, as forças aerodinâmicas de sustentação L (*Lift*) e de arrasto D (*Drag*) são geradas assim como a normal (N) e tangencial (T), ambas auxiliam na formação do torque do eixo.

Figura 2.2 Velocidades e forças aerodinâmicas agindo na pá do rotor (TEEH).



Fonte: [14].

2.2.2. Coeficientes aerodinâmicos de Sustentação e Arrasto

A força resultante em um perfil eólico se divide em duas componentes, a força de sustentação (F_s), perpendicular ao plano, e a força de arrasto (F_a), paralela à corrente do escoamento. Elas surgem da pressão exercida pelo vento no perfil eólico.

Essas forças sofrem variações de acordo com o ângulo de ataque (α) do perfil, então é desejável que o mesmo gere o máximo de sustentação ao mesmo tempo que produz o mínimo de arrasto para que seja eficiente.

É conveniente trabalhar com valores adimensionais para representar as características de cada força no perfil eólico. O coeficiente de arrasto é definido na equação (1) e o coeficiente de sustentação na equação (2).

$$C_a = \frac{F_a}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^2 \cdot A_p} \quad (1)$$

$$C_s = \frac{F_s}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot V^2 \cdot A_p} \quad (2)$$

Sendo que:

F_a – Força de arrasto

F_s – Força de sustentação

V – Velocidade do vento incidente sobre a pá

ρ – densidade do ar

A_p – área da secção transversal da pá

2.2.3. Número de Reynolds

O coeficiente de Reynolds (R_e) é um número adimensional usado em mecânica dos fluidos para o cálculo do regime de escoamento de um determinado fluido sobre uma superfície e muito utilizado em perfis eólicos das pás da turbina, de acordo com a equação (3).

$$R_e = \frac{V \cdot c \cdot \rho}{\mu} \quad (3)$$

Sendo que:

V – Velocidade do vento incidente sobre a pá

c – comprimento da corda do aerofólio

ρ – densidade do ar

μ - viscosidade do fluido, neste caso o ar

2.2.4. Coeficiente de Potência (C_p)

Apenas uma parcela do potencial do vento pode ser extraída pelas pás da turbina e convertida em potência mecânica do eixo, esta fração de potência representa a eficiência da conversão pela turbina, chamado de coeficiente de potência (C_p).

O C_p é uma função da velocidade específica (λ), um valor adimensional que relaciona a velocidade de ponta da pá da turbina com a velocidade do vento, de acordo com a equação (4).

$$\lambda = \frac{V_p}{V} \quad (4)$$

A velocidade de ponta da pá é expressa pelo produto da velocidade angular da turbina pelo seu raio, como na equação (5).

$$V_p = \omega \cdot R \quad (5)$$

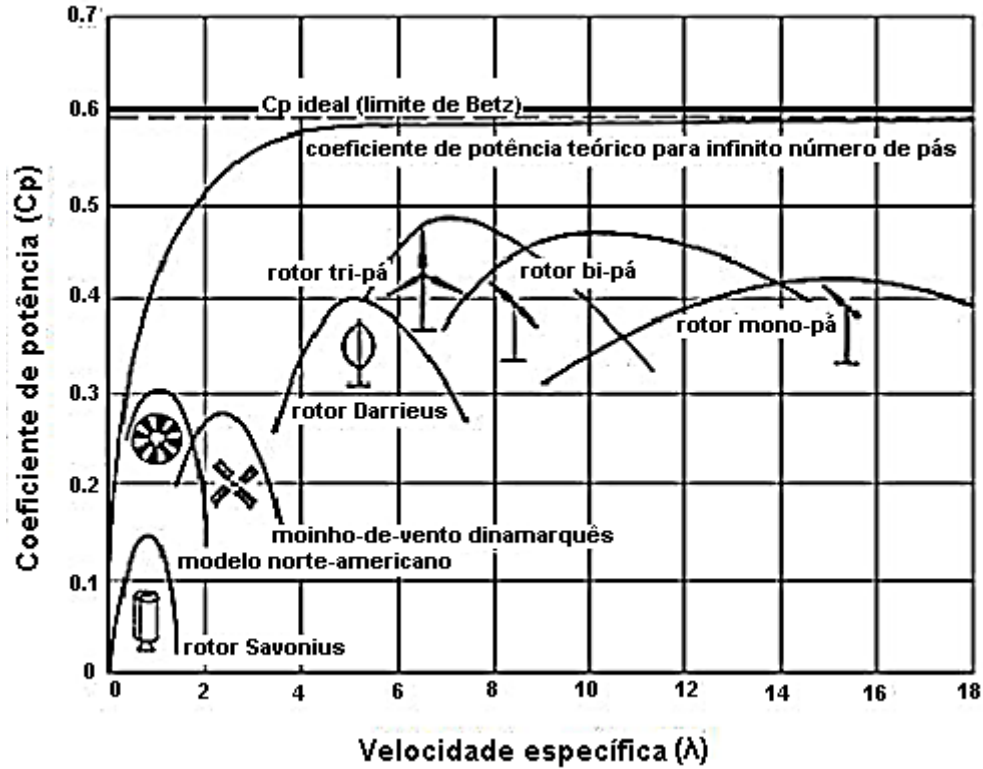
Além da velocidade específica (λ), o valor de C_p depende do ângulo de passo (β) das pás da turbina e de parâmetros relacionados às suas características construtivas. Um modelo matemático para o cálculo de $C_p(\lambda, \beta)$ [15] de uma turbina de eixo horizontal específica pode ser vista na equação (6).

$$C_p(\lambda, \beta) = 0,5176 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0,4\beta - 5 \right) e^{\frac{-21}{\lambda_i}} + 0,0068\lambda \quad (6)$$

Em que:

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \quad (7)$$

Como o gráfico de $C_p(\lambda)$ é muito utilizado para comparar a eficiência de diferentes turbinas eólicas como mostrado na Figura 2.3, será uma das análises a ser feita para os tipos de turbinas abordadas neste trabalho.

Figura 2.3 Curva característica de potência $C_p(\lambda)$ de alguns modelos eólicos.

Fonte: [3], adaptada pela autora.

Basicamente o potencial eólico é proporcional a área de captura e densidade do ar, valores que podem ser definidos, e com variação cúbica do vento incidente, expresso na como na equação (8).

$$P_{eólico} = \frac{1}{2} \cdot A \cdot \rho \cdot V^3 \quad (8)$$

Como cada tipo de turbina possui uma curva característica $C_p(\lambda)$. Então o real aproveitamento eólico pelo rotor delas, depende das condições do vento local e das suas características construtivas. A potência mecânica extraída do vento pelas pás da turbina é expressa na equação (9).

$$P_{mec} = \frac{1}{2} A \cdot \rho \cdot V^3 \cdot C_p \quad (9)$$



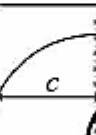
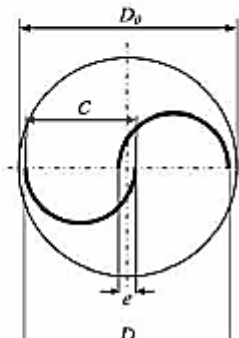
Para conversão da potência eólica em elétrica deve-se ainda considerar os rendimentos do gerador elétrico e do multiplicador de velocidades, caso esteja presente no sistema. A potência elétrica gerada pela turbina eólica é então definida pela equação (10).

$$P_e = \frac{1}{2} \cdot A \cdot \rho \cdot V^3 \cdot C_p \cdot \eta_g \cdot \eta_m \quad (10)$$

2.2.5. Solidez

Outro parâmetro que faz parte do estudo e análise em sistemas eólicos é a solidez da turbina (σ), uma relação entre a área total das pás e a área varrida por elas. A solidez varia de acordo com o modelo da turbina. Na Figura 2.4, encontra-se as equações da solidez para os casos mais comuns de turbinas eólicas.

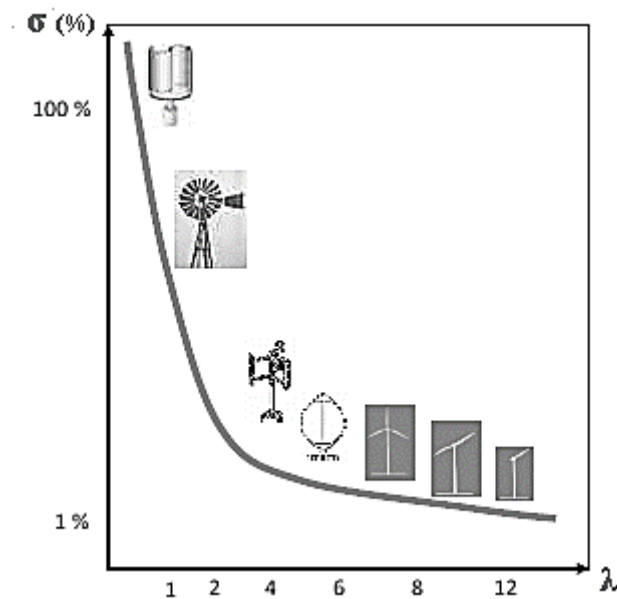
Figura 2.4 Cálculo da solidez para turbinas eólicas de eixo horizontal e vertical.

Solidez	$\sigma = \frac{Area(pás)}{Area(barrida)}$	$\sigma = \frac{B}{A_{Barrida}} \int_0^b c(y) dy$	
Turbinas de Eixo Horizontal	$c = corda$	$\sigma = \frac{Bc}{\pi R}$	
Turbinas Eólicas de Eixo Vertical	$c = corda$	$\sigma = \frac{Bc}{R}$	
Rotor Savonius	$c = \frac{D+e}{2}$	$\begin{cases} \sigma = \frac{Bc}{R} \\ \sigma \cong B \end{cases}$	

Fonte: [6], adaptado pela autora.

Turbinas com alto valor de λ possuem baixa solidez e baixo torque na partida. Turbinas com baixo valor de λ possuem alta solidez e elevado torque na partida [15]. Turbinas tipo Savonius, Lenz2 e Múltipás possuem alta solidez e elevado torque de partida enquanto as turbinas Darrieus e de eixo horizontal de uma, duas ou três pás possuem baixa solidez e assim baixo torque de partida.

Na Figura 2.5, tem-se o gráfico da solidez dos principais tipos de turbinas em relação a velocidade específica.

Figura 2.5 Relação da solidez pela velocidade específica $\sigma(\lambda)$.

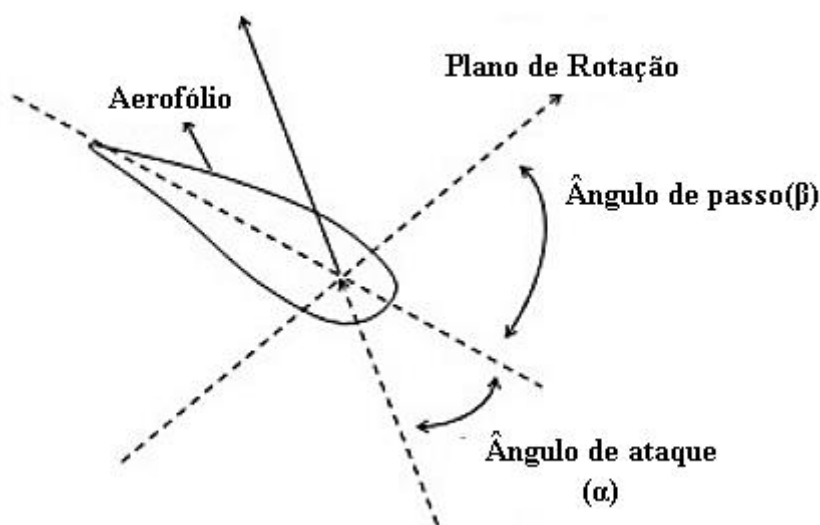
Fonte: [6], adaptada pela autora.

Atualmente, as turbinas com alta solidez também são utilizadas para geração de energia elétrica em pequena escala ou formando um sistema híbrido com turbinas de baixa solidez auxiliando com o torque de partida, pois geralmente necessitam de um sistema de arranque inicial para poder gerar energia elétrica.

2.2.6. Tipos de controle aerodinâmico

Existem três tipos de controle da potência em turbinas eólicas, o passivo por estol, o ativo por passo e o controle por estol ativo. Todos caracterizados pela variação dos ângulos de ataque (α), ou de passo (β) para manter a operação nominal da turbina. Na Figura 2.6, tem-se a representação desses ângulos em um perfil eólico.

Figura 2.6 Aerofólio com os respectivos ângulos de ataque e de passo.



Fonte: [16], adaptada pela autora.

O controle por Estol (*Stall*) é um sistema de controle passivo que reage à velocidade do vento. As pás do rotor são fixadas em um ângulo de passo (β), cuja escolha é de forma que o escoamento de ar em torno do perfil eólico se descola da sua superfície, não girando em torno do eixo longitudinal. Para velocidades de vento superiores a nominal, o efeito Estol reduz as forças de sustentação e aumenta as forças de arrasto, então as pás são projetadas de tal forma que este o efeito aconteça ao menos parcialmente na pá. Como menores sustentações e maiores arrastos atuam contra um aumento da potência do rotor então uma forma de evitar que o efeito ocorra em todas as posições radiais das pás ao mesmo tempo, uma pequena torção longitudinal é feita nelas.

O controle de passo (*Pitch*) já é um sistema de controle ativo que necessita de uma informação vinda de um controlador do sistema. Quando este avisa que a potência nominal do gerador é ultrapassada, as pás mudam o seu ângulo de passo (β), girando em torno do seu eixo longitudinal para reduzir o ângulo de ataque (α) e assim a potência extraída. Para velocidades do vento superiores a nominal, o ângulo é escolhido de forma que a turbina produza apenas a potência nominal. Sob todas as condições de vento, o escoamento em torno dos perfis das pás do rotor é bastante aderente à superfície produzindo sustentação aerodinâmica e pequenas forças de arrasto.

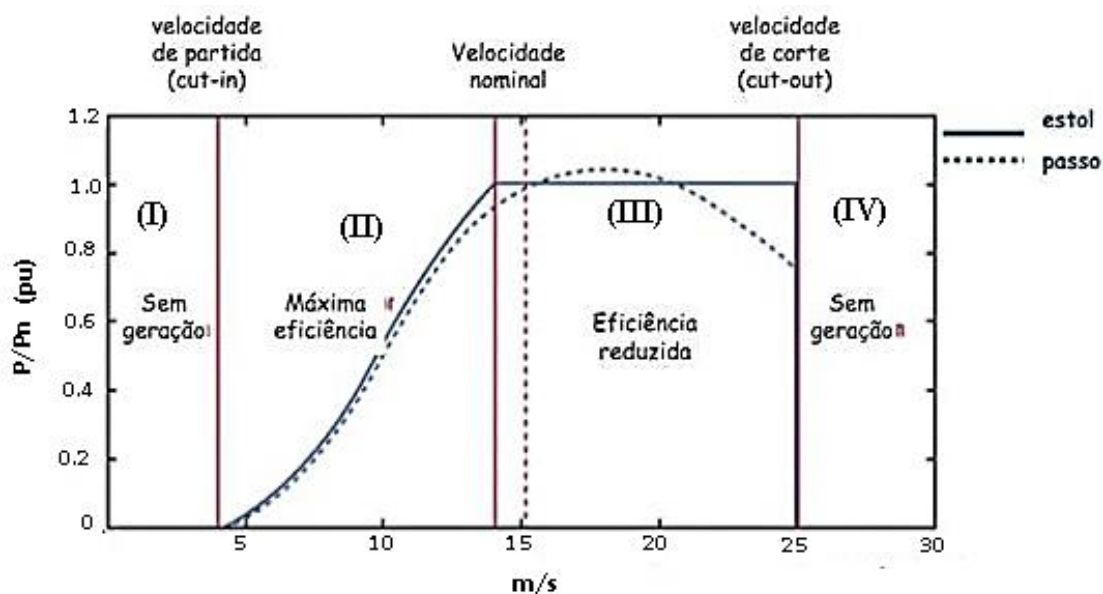
O controle por estol ativo é uma mistura do controle por estol e de passo. Neste caso, o passo da pá do rotor é girado na direção do estol e não na direção da posição de

embandeiramento (menor sustentação) como é feito em sistema de passo normais. As vantagens são as poucas mudanças no ângulo do passo, a possibilidade de controle da potência em condições de potência parcial (ventos baixos), a posição de embandeiramento das pás do rotor para cargas pequenas em situação de ventos extremos.

2.2.7. Curva de potência para aero geradores

Os aero geradores possuem restrições técnicas aliada as perdas inerentes da conversão de energia. Contudo, é possível prever a sua produção, sem considerar detalhes técnicos de seus vários componentes com a análise de sua curva de potência. Na Figura 2.7, encontra-se a representação de duas curvas de potências, com a variação apenas do controle de potência para altas velocidades de vento.

Figura 2.7 Curvas de potência de aero geradores $P(V)$ com controle por estol e por passo.



Fonte: [17], adaptada pela autora

A curva de potência de uma turbina eólica é um gráfico da produção máxima de energia elétrica para diferentes velocidades do vento. Três pontos importantes são analisados para o desempenho da turbina, a velocidade de partida (V_{cut_in}), a velocidade nominal (V_n) e a velocidade de corte (V_{cut_out}).

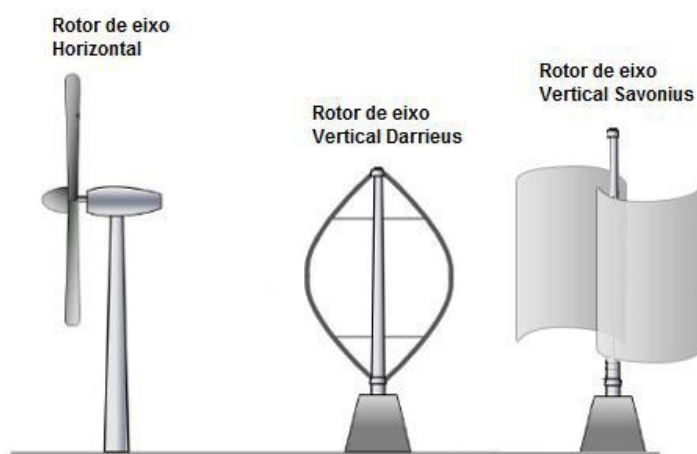
Na zona (I), a velocidade do vento é demasiada baixa para que ocorra a produção de energia. A partir da velocidade de arranque, V_{cut_in} na zona (II), a turbina inicia a produção de energia, mas com valores inferiores à produção nominal. Nesta zona (II),

teoricamente, a produção aumenta com o cubo da velocidade do vento até atingir a velocidade nominal. A partir desta velocidade, a turbina funciona na zona **(III)**, de produção nominal, onde a produção de eletricidade é aproximadamente constante. A transição da zona **(III)** para a zona **(IV)** dá-se quando se atinge a velocidade máxima, V_{cut_out} , a partir da qual não ocorre produção de eletricidade pois o funcionamento neste regime seria prejudicial para a turbina [18].

2.2.8. Tipos de Turbinas

Uma forma de caracterizar as turbinas eólicas é quanto ao eixo de giro, o rotor. Basicamente, são dois tipos de rotores, de eixo vertical e de eixo horizontal, mostrado na Figura 2.8.

Figura 2.8 Tipos de rotores de aero geradores.



Fonte: [12].

Em TEEH, as pás rodam em torno de um eixo horizontal que deve sempre permanecer alinhado com a direção do vento, seja a favor ou contra.

Em TEEV, o eixo de rotação é perpendicular à direção do vento e operam com ventos em quaisquer direções, sem a necessidade de alinhamento. As duas principais configurações deste tipo é o modelo Savonius, predominantemente de arrasto e com produção de energia gerada pela transferência da quantidade de movimento, e, a Darrieus, que gera energia por meio de forças aerodinâmicas, força de sustentação.

O rotor com três pás é mais comum devido ao compromisso entre a eficiência aerodinâmica, custo, velocidade de rotação, peso, estabilidade e ruído.

Para informações mais detalhadas sobre o modelo da turbina Savonius e Darrieus acessar [19], e, variações do modelo das turbinas de eixo horizontal assim como as de eixo vertical pode-se encontrar em [3].

2.2.9. Turbina Lenz2

Este tipo de turbina foi desenvolvido por Edwin Lenz e tem sido muito utilizado para geração de eletricidade em pequena escala e para fins experimentais. É baseado em outros dois projetos de turbinas, a Darrieus de pás retas e a Savonius.

A vantagem é que ela pode iniciar o movimento em baixas velocidades de vento, auxiliando na partida da máquina. O desenho da pá combina a ação das duas forças aerodinâmicas, arrasto e sustentação, que pode fazer a mesma alcançar valores maiores de velocidade específica. O modelo de turbina é mostrado na Figura 2.9.

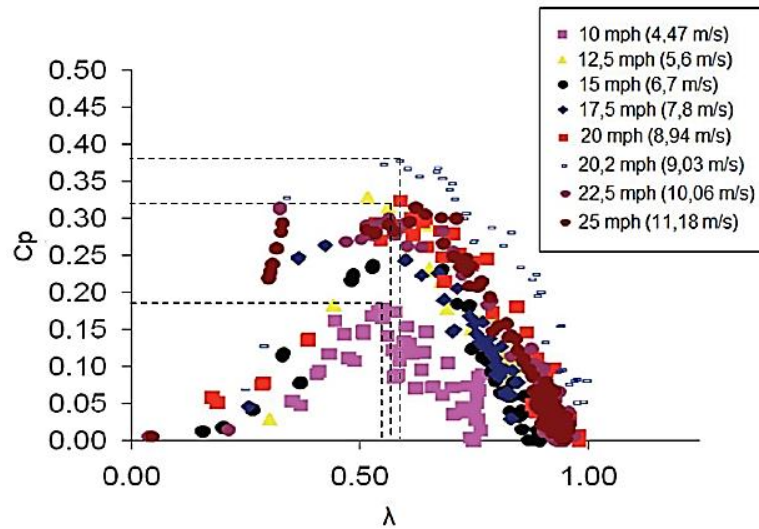
Figura 2.9 Rotor Turbina Lenz2.



Fonte: [2].

Testes realizados em túnel de vento [2], demonstram que para velocidades acima de 9,03 m/s, a sua eficiência é reduzida e onde se tem a máxima eficiência ($C_{pmáx}$) produzida por este rotor, 0,38, como mostrado na Figura 2.10.

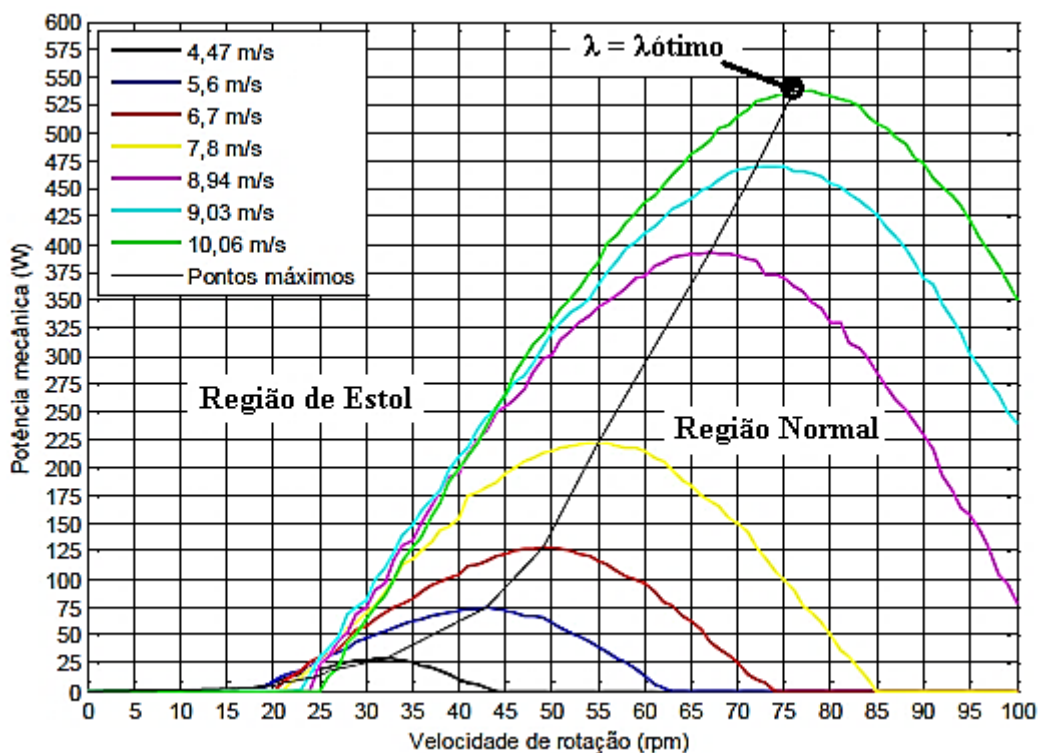
Figura 2.10 Curvas características para uma turbina Lenz2 testada em túnel de vento.



Fonte: [3].

Na Figura 2.11, para a turbina Lenz2 do trabalho [3], as seguintes faixas de operação para velocidade de vento foram utilizadas.

Figura 2.11 Potência mecânica gerada pela velocidade de rotação da turbina.

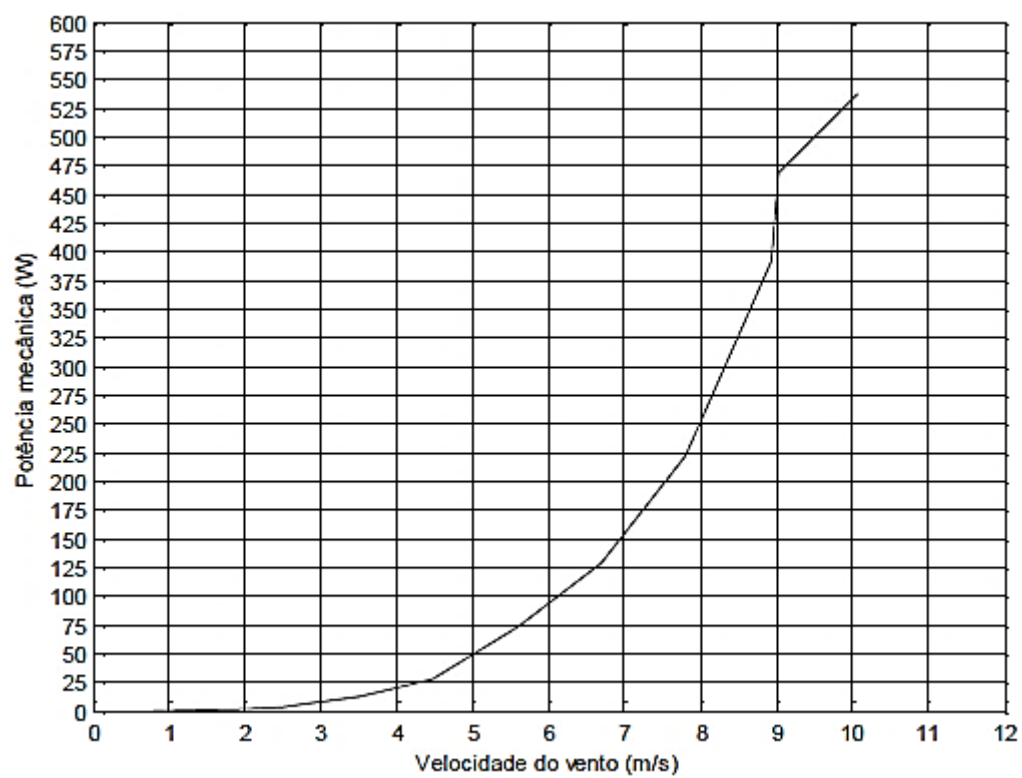


Fonte: [3], adaptada pela autora.

Ainda na Figura 2.11, observa-se a região do lado esquerdo da curva, chamada região de estol, onde a turbina pode ser freada até parar de girar, deixando de produzir energia. O ponto normal de operação, encontra-se do lado direito de cada curva, onde a turbina pode sofrer variações de carga elétrica e ser capaz de operar normalmente.

É importante ressaltar que a partida da turbina com carga do lado esquerdo da curva impede que a mesma inicie a sua rotação, devido ao fato de a potência que é pedida pela carga ser muito maior do que a potência que a turbina é capaz de gerar e por esse motivo não sobra energia para acelerá-la [3].

Na Figura 2.12, é mostrado o resultado da potência mecânica da turbina Lenz2 do trabalho [3], com a operação da turbina nos pontos do lado direito de cada curva. Mesmo que a turbina eólica possua uma baixa eficiência é possível melhorar o aproveitamento do potencial eólico com a manipulação de outros parâmetros como o aumento da estrutura da turbina e o número das pás.

Figura 2.12 Curva $P_{mec}(V)$ da turbina Lenz2 com 4 pás, diâmetro 1,5m e altura 1,83m.

Fonte: [3].

3. METODOLOGIA E DESENVOLVIMENTO

Neste capítulo, apresenta-se uma breve descrição dos *softwares* Qblade e Matlab para as simulações das turbinas eólicas. Destacando-se as metodologias que eles utilizam e a parte inicial das simulações com os perfis eólicos escolhidos e os aspectos construtivos das turbinas.

O valor do coeficiente de potência (C_p) é uma variável global em todas as simulações e a cada incremento da relação de velocidade do vento simulada (λ) é produzido um valor específico de C_p tanto no Qblade como no Matlab. É importante a escolha de uma velocidade de vento constante para operação em uma primeira análise da eficiência da turbina.

No Qblade, cada ponto da curva C_p representa um cálculo BEM (*Blade Element Momentum*) ou DMS (*Double Multiple Streamtube*) pela velocidade específica (λ) e o torque do rotor das TEEH é calculado somando as forças normais que atuam nos elementos de pá. O torque dos rotores de TEEV é calculado somando as forças tangenciais da pá, essa mesma abordagem serve para turbina de eixo vertical Lenz2.

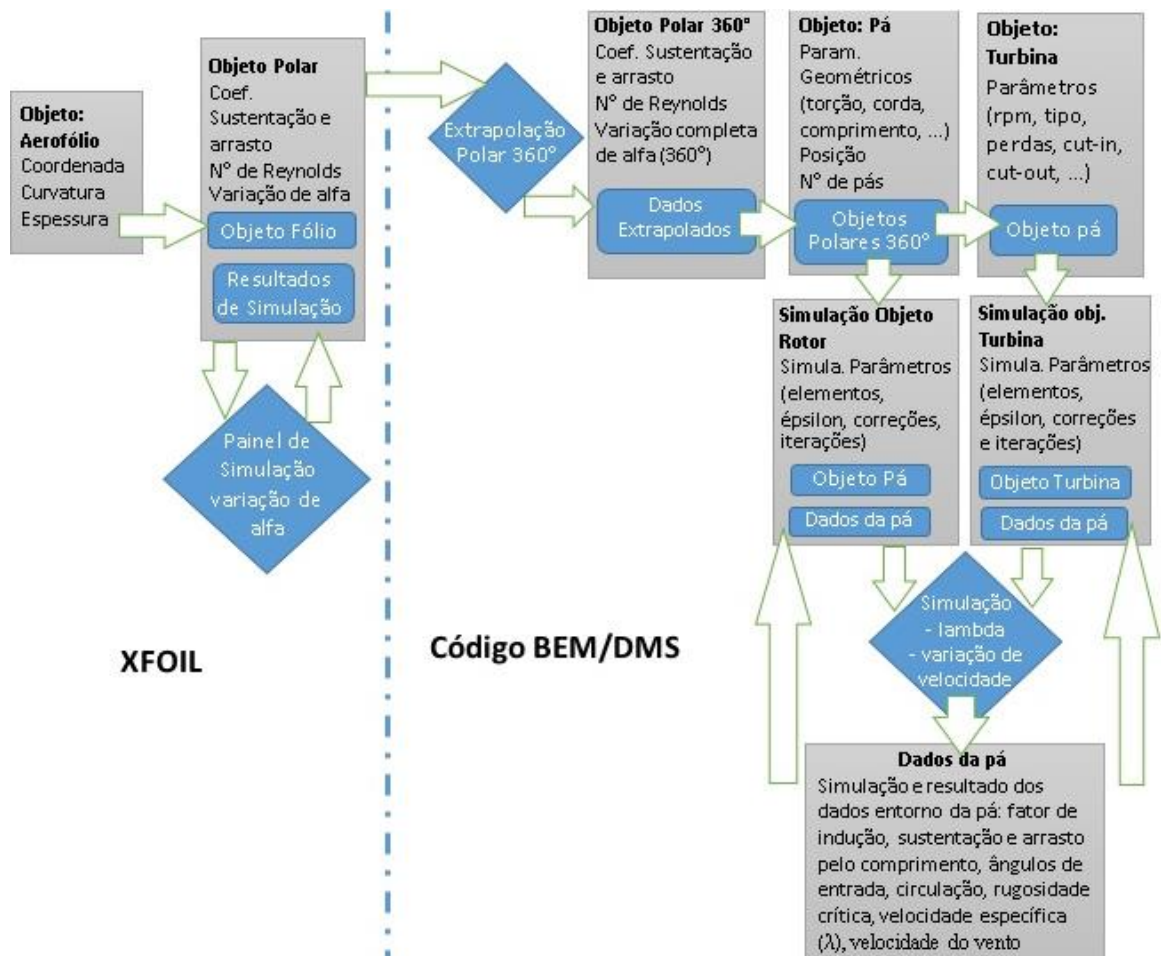
3.1. SIMULAÇÕES NO SOFTWARE QBLADE

O Qblade é um *software* livre para simulações de turbinas eólicas, composto pela integração dos códigos BEM para turbinas de eixo horizontal e DMS para turbinas de eixo vertical. Neste trabalho utilizou-se a versão 0.963 64 bits.

Os módulos de simulação *HAWT* (*Horizontal Axis Wind Turbine*) e *VAWT* (*Vertical Axis Wind Turbine*) consistem basicamente em três sub módulos principais: o projeto e otimização das pás, a simulação do rotor e a definição e simulação das turbinas.

Na Figura 3.1, tem-se o fluxograma do código com os dados dos objetos (dados das pás, turbinas, polares e de simulação) bem como a relação com a plataforma XFOIL.

Figura 3.1 Dados dos objetos e fluxograma do código no Qblade.



Fonte: [5], adaptada pela autora.

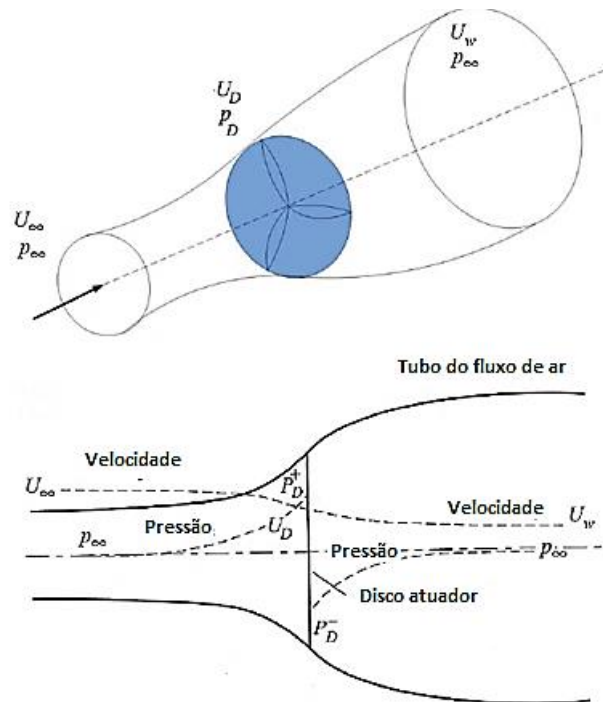
Ambas metodologias usam como parâmetros de entrada as informações geométricas das pás (cordas, ângulos de torção, raios e o perfil aerodinâmico) para as simulações, pois os códigos BEM e DMS necessitam conhecer os coeficientes de sustentação e arrasto (C_s e C_a) para gerar a curva de potência de cada turbina.

3.1.2. Metodologia BEM

A teoria clássica do momento do elemento de pá (BEM) acopla a teoria do momento ou teoria do disco atuador, um modelo matemático de um disco atuador ideal com a teoria dos elementos de pá, que descreve os eventos locais que ocorrem em uma pá real.

Na Figura 3.2, encontra-se o modelo do disco atuador e as duas seções que ligam um elemento que varre o plano do rotor em um caminho circular. Para mais detalhes sobre a teoria e o equacionamento da metodologia ver [13].

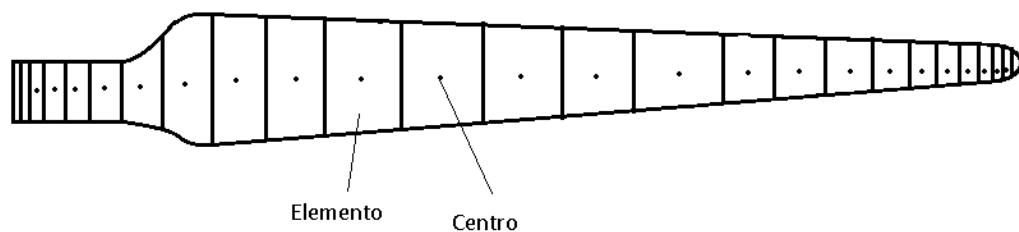
Figura 3.2 Modelo do disco atuador.



Fonte: [13], adaptada pela autora.

O próprio Qblade faz a discretização da pá em um número finito de elementos de pá para aplicação do método BEM nas simulações das turbinas de eixo horizontal de acordo com a Figura 3.3

Figura 3.3 Elementos ao longo da pá.



Fonte: [5], adaptada pela autora.

As seções transversais da pá são definidas pela sua posição radial, perfil, corda, torção e comprimento e com a teoria do momento, a velocidade relativa do vento em cada seção é calculada.

Isso permite o cálculo do ângulo de ataque (α) e a derivação dos coeficientes de sustentação (C_s) e arrasto (C_a) do respectivo perfil na área de varredura. Com estes coeficientes e a área de um elemento, os valores das componentes das forças normais e tangenciais, do empuxo e do torque de um elemento são computados.

As contribuições dos elementos podem então ser somadas para produzir o impulso e o torque final de todo o rotor. Para diferentes proporções de velocidade do vento e velocidade angular as curvas características e as quantidades do rotor podem ser calculadas.

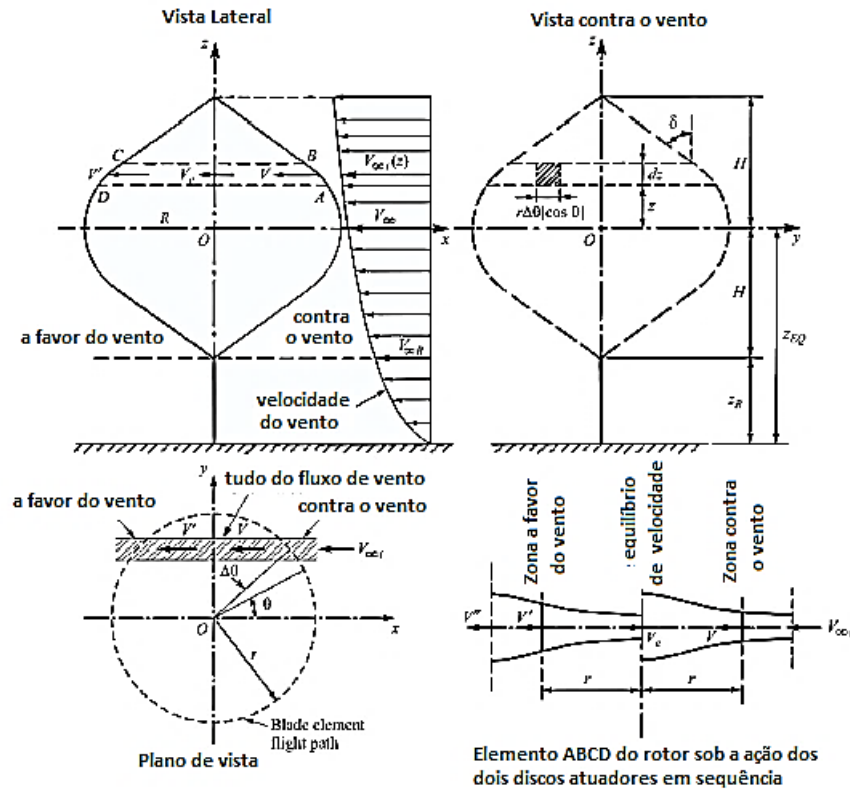
3.1.3. Metodologia DMS

Este modelo foi desenvolvido por Ion Paraschivoiu para a análise de desempenho de rotores do tipo Darrieus. É uma derivação da teoria do disco atuador e a teoria dos elementos da pá [5].

O tubo do fluxo de vento que passa pelo rotor da TEEV é dividido em um conjunto de tubos de fluxos menores. As pás do rotor passam através de cada um desses tubos em seus 360° para extrair a energia do fluido reduzindo sua velocidade. Assim, a teoria padrão do disco atuador pode ser aplicada para cada tubo de fluxo em particular.

Devido ao caminho circular de uma pá de TEEV, esta passa por cada tubo de fluxo duas vezes. Estas duas etapas da extração de energia são levadas em consideração no modelo DMS, dividindo o rotor em uma metade contra o vento (*Upwind*) e outra a favor do vento (*Downwind*). Cada um é representado por um disco atuador do rotor em separado. Este disco duplo funciona como dois discos atuadores em conjunto, como na Figura 3.4.

Figura 3.4 Geometria do rotor Darrieus e os dois discos atuadores do método DMS.



Fonte: [5].

O algoritmo de iteração subsequente é executado duas vezes para cada tubo de fluxo e para cada posição da altura em que o fluido flui através da respectiva seção da pá. Como um rotor da pá é composto por várias seções, de acordo com o número selecionado de elementos, as seções intermediárias da pá são interpoladas a partir da geometria especificada.

Todas as seções podem ser tratadas como aerofólios 2D independentes, produzindo sustentação e arrasto como uma função de seu ângulo de ataque local (α). A força total resultante em uma pá pode ser encontrada através da integração ao longo de todo o comprimento da pá.

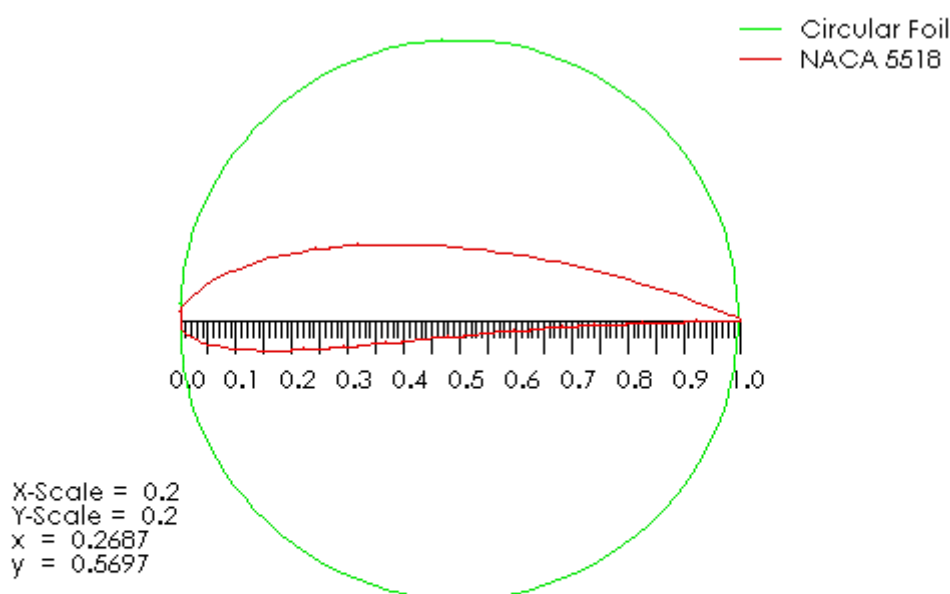
Os modelos do tubo de fluxo combinam as abordagens da teoria do disco atuador e o método do elemento da pá, equilibrando iterativamente a conservação do momento e as forças nas pás do rotor até obter-se a convergência do sistema.

3.1.4. Aspectos construtivos para TEEH com 1, 2 e 3 pás

Primeiramente, gera-se as informações sobre o perfil aerodinâmico e as curvas polares, onde o Qblade faz a interface com o código XFOIL para ter acesso às informações do perfil eólico e assim gerar as curvas polares, em um regime de ventos constantes com variação do ângulo de ataque (α) entre -5° a 25° . Posteriormente, essas curvas são extrapoladas automaticamente pelo *software*.

Para as turbinas eólicas de eixo horizontal escolheu-se os perfis eólicos: NACA 5518 e circular (*Circular Foil*), com as seguintes características de curvatura e espessura mostradas na Figura 3.5.

Figura 3.5 Aerofólios Circular e NACA 5518.



Name	hickness (%)	at (%)	Camber (%)	at (%)
Spline foil	9.03	31.20	0.00	0.00
Circular Foil	100.00	50.00	-0.00	99.90
NACA 5518	18.00	29.10	5.00	50.70

Fonte: Qblade, adaptada pela autora.

Para simulação em todos os casos, utilizou-se os valores padronizados (N° de Reynolds = 10×10^5 Re, M_a (*Mach*) = 0 e $N_{critico} = 9$) do próprio *software*, em que M_a é uma medida adimensional de velocidade, definida como a razão entre a velocidade média do

objeto e a velocidade média do som, $N_{crítico}$ é um critério de transição segundo o estado do túnel de vento (aberto ou fechado). Em todas as situações considerou-se a operação das turbinas em túnel de vento aberto.

Pela natureza bidimensional da teoria BEM, os efeitos tridimensionais não podem ser explicados pelo modelo clássico, gerando grandes desvios dos dados calculados em relação aos dados medidos da turbina, especialmente sob a influência do efeito estol.

Então o Qblade inclui algoritmos com diferentes tipos de correções, geralmente semi-empíricos, e certas considerações na simulação BEM para explicar os efeitos tridimensionais na pá. As velocidades de escoamento do vento são consideradas constantes durante as simulações e as correções de Prandtl de ponta de pá são aplicadas [5].

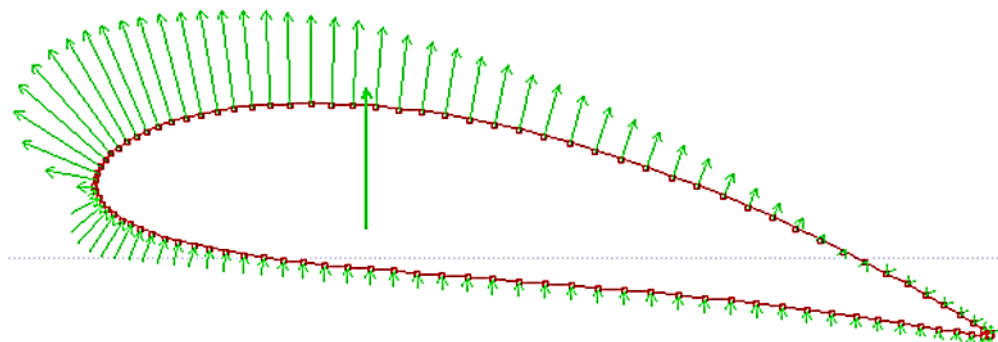
O procedimento para correção dos dados do perfil por meio das correções de Prandtl serve para obter uma melhor concordância entre os dados medidos e computado.

Dentre os perfis eólicos escolhidos para TEEH, constatou-se que o perfil circular não gerou as curvas aerodinâmicas no Qblade, isso pode ser explicado pela natureza de objetos com secção circular e estáticos ao escoamento do fluido não gerarem forças de sustentação apenas arrasto, enquanto que o perfil NACA 5518, houve a formação dessas forças para gerar a resultante aerodinâmica necessária ao movimento da pá.

Portanto, as curvas resultantes analisadas no capítulo 4 para TEEH, são baseadas no perfil NACA 5518.

Na Figura 3.6, se tem a formação das regiões de baixa pressão acima do perfil e alta pressão abaixo, a formação das forças de sustentação e arrasto em volta do perfil em um regime de ventos constantes, e, condições padrões de escoamento do fluido (ar), com a variação do ângulo de ataque (α).

Figura 3.6 Regiões de Baixa e Alta pressão no aerofólio NACA 5518.



Fonte: Simulação Qblade perfil NACA 5518, adaptada pela autora.

Durante uma revolução, a pá da turbina eólica experimenta muitos ângulos ataque, surgindo o efeito Estol em algum momento da interação com o fluxo de vento, assim os dados polares do perfil são formados tanto pela situação pré-estol ($\alpha \approx \pm 15^\circ$) como pós estol. Em geral, os dados experimentais pré-estol estão disponíveis para aerofólios comuns e o XFOIL incluído no Qblade é adequado para gerá-los. Porém, para os dados pós estol, há a necessidade de considerações adicionais.

Os dados polares (pré-estol) para os ângulos de -5° a 25° foram calculados a cada 1° e disponibilizados para garantir a continuação dos algoritmos BEM e DMS, gerando os coeficientes de sustentação e arrasto, extrapolados para o restante dos ângulos formando uma volta (pós estol).

Para o ponto de operação da Figura 3.6, os seguintes valores dos coeficientes das forças aerodinâmicas e a relação entre elas são gerados, mostrado na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 Valores para o ponto de operação com ângulo de ataque em 10°

α	10°
Cs (Coeficiente de sustentação)	1,511
Cm (Coeficiente médio)	-0,108
Ca (Coeficiente de arrasto)	0,017
S/A (Sustentação/Arrasto)	89,111

Fonte: Autoria própria

Para cada ângulo de ataque (α), os valores dos coeficientes e a relação entre eles variam.

Para os restantes dos dados polares, o usuário pode optar por um dos algoritmos de extrapolação, disponíveis no Qblade, a sofisticada extrapolação de Montgomery ou o modelo pós estol da Viterna-Corrigan, utilizado mais em ambientes industriais [5].

Nas simulações optou-se pela extrapolação Montgomery, em que as características de fluxo evoluem de um perfil bidimensional para um corpo aerodinâmico durante uma rotação de 180° da pá e para uma revolução (360°). As dimensões escolhidas para uma pá da TEEH, seguem na Tabela 3.2.

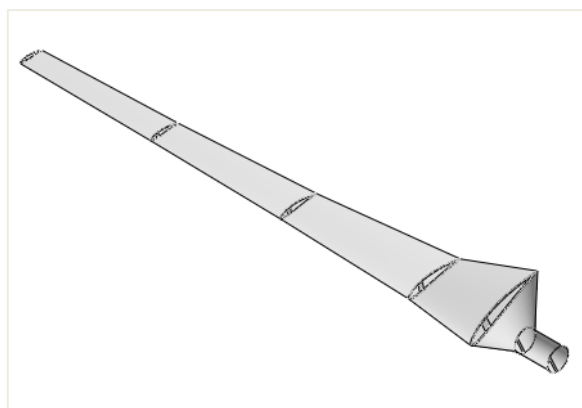
Tabela 3.2 Dimensões de uma pá para TEEH.

<i>Comprimento da pá (m)</i>	<i>Corda (m)</i>	<i>Torção</i>	<i>Fólio</i>
0	0,4	24,74	Fólio Circular
0,62	0,4	24,74	Fólio Circular
1,25	1,4	24,74	NACA 5518
2,5	1	9	NACA 5518
5	0,7	5	NACA 5518
7,5	0,53	2	NACA 5518
10	0,42	0,5	NACA 5518

Fonte: Autoria própria.

Na Figura 3.7 é mostrado o *design* da pá utilizada nas simulações para TEEHs, destacando-se o detalhe dos perfis eólicos para uma pá.

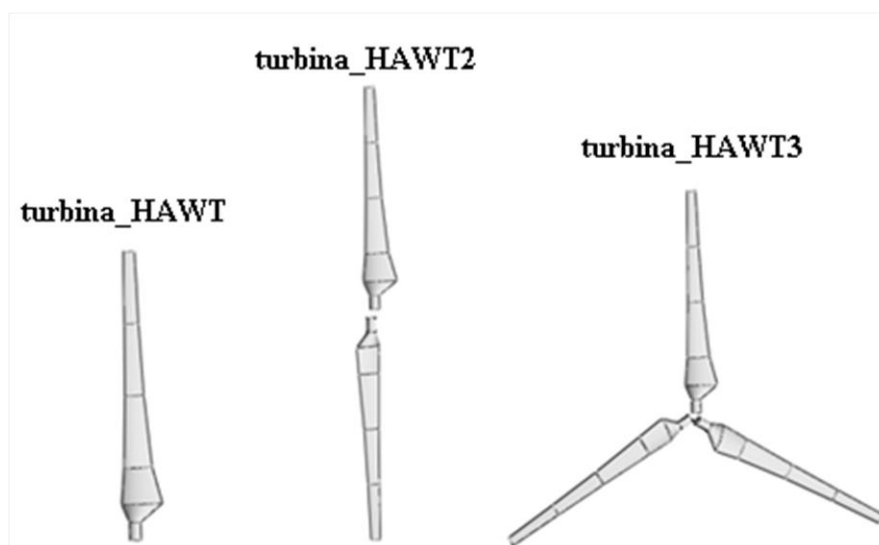
Figura 3.7 *Design* da pá para simulações com TEEHs.



Fonte: Qblade.

Então as configurações dos rotores com uma, duas e três pás para os tipos de turbina eólica de eixo horizontal são mostradas na Figura 3.8.

Figura 3.8 *Design* dos rotores para TEEH com uma, duas e três pás.



Fonte: Autoria própria.

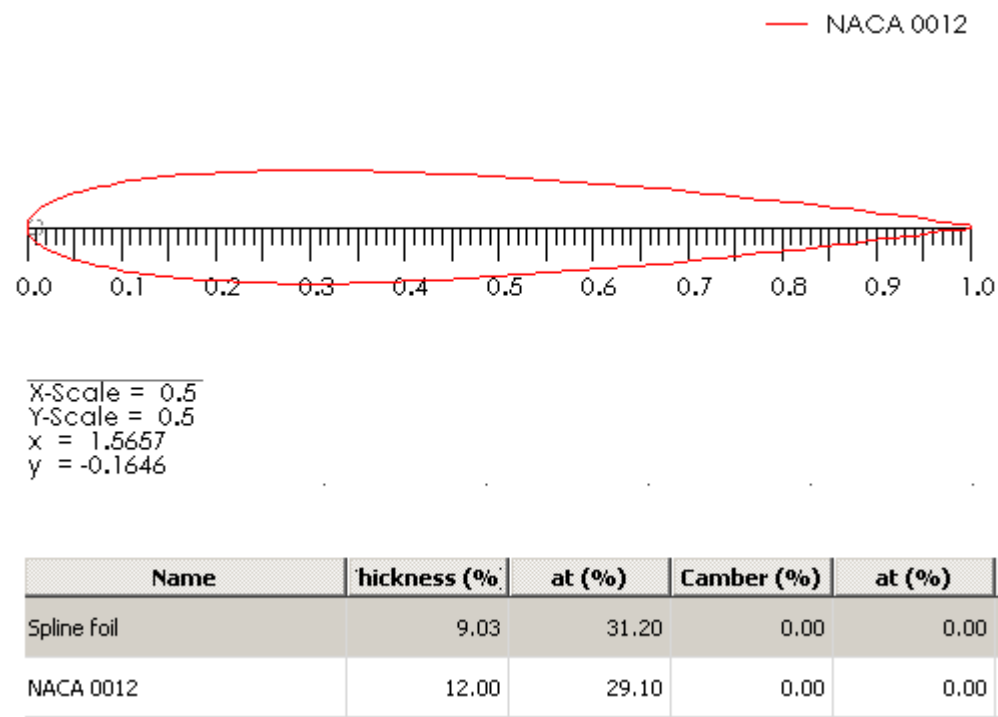
3.1.5. Aspectos construtivos para TEEV Darrieus Convencional e tipo H

Para simulação das turbinas eólicas de eixo vertical Darrieus Convencional e de pás retas (H), o módulo de simulação VAWT do Qblade foi utilizado, pois possui um algoritmo implementado aplicável para este modelo clássico de turbina. Por esta razão, a análise de desempenho se limita a esta topologia e a variações dela.

De forma semelhante ao item anterior, a partir dos aerofólios calculados, dados polares e com a extrapolação a 360° Montgomery, a pá foi definida no submódulo *design* da pá, fornecendo as funções de escalonamento e otimização de TEEV.

O perfil eólico escolhido para as turbinas de eixo vertical foi NACA 0012 e as características são mostradas na Figura 3.9.

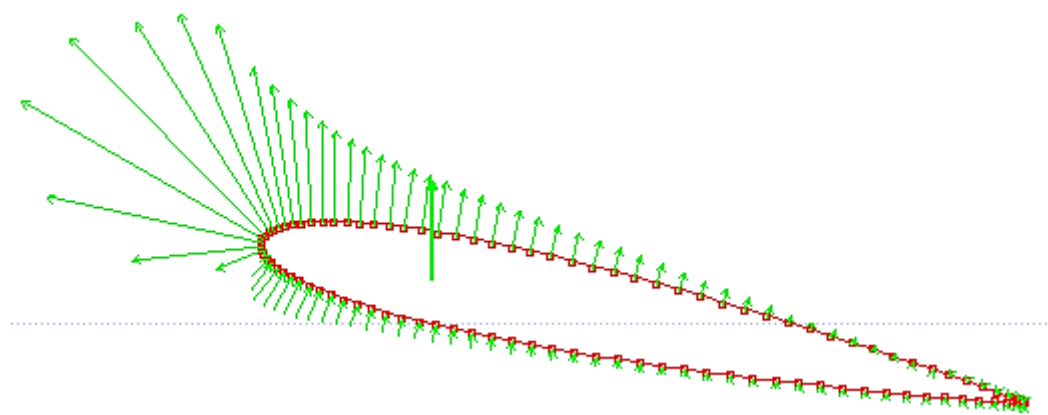
Figura 3.9 Perfil eólico NACA 0012.



Fonte: Qblade, adaptada pela autora.

Na Figura 3.10, tem-se a formação das regiões de Baixa e Alta pressão no perfil eólico NACA0012 submetido a um regime de vento constante.

Figura 3.10 Regiões de Baixa e Alta pressão no perfil eólico NACA 0012.



Fonte: Simulação Qblade do perfil NACA 0012, adaptada pela autora.

Na Tabela 3.3, encontram-se os valores dos coeficientes de sustentação, médio, arrasto e a relação entre eles para o ângulo de ataque igual a 12°. A relação entre os

coeficientes de sustentação e arrasto nos dá o ponto de maior eficiência para este ângulo, e, quanto maior a sustentação e menor o arrasto, melhor a eficiência do sistema.

Tabela 3.3 Valores para o ponto de operação com o ângulo de ataque em 12° .

α	12°
Cs (Coeficiente de sustentação)	1,242
Cm (Coeficiente médio)	0,014
Ca (Coeficiente de arrasto)	0,020
S/A (Sustentação/Arrasto)	63,244

Fonte: Autoria própria.

As dimensões para uma pá do rotor Darrieus Convencional estão na Tabela 3.4.

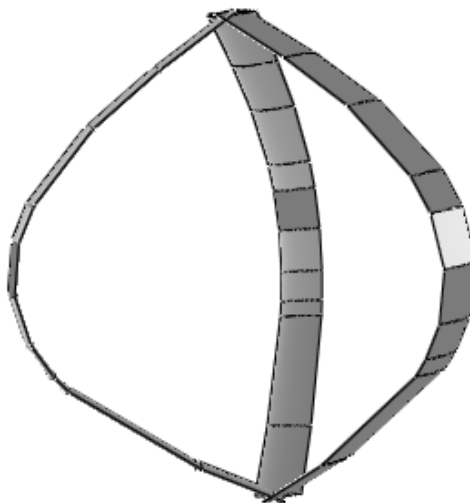
Tabela 3.4 Dimensões para a pá da Turbina Darrieus Convencional.

Altura da pá (m)	Corda (m)	Raio da turbina (m)	Fólio
0	0,3	0,010	NACA 0012
0,3	0,3	0,513	NACA 0012
0,9	0,3	1,256	NACA 0012
1,0	0,3	1,331	NACA 0012
1,2	0,3	1,440	NACA 0012
1,5	0,3	1,500	NACA 0012
1,8	0,3	1,440	NACA 0012
2,0	0,3	1,331	NACA 0012
2,4	0,3	0,943	NACA 0012
2,7	0,3	0,513	NACA 0012
3,0	0,3	0,011	NACA 0012

Fonte: Autoria própria

O *design* do rotor Darrieus Convencional com três pás é mostrado na Figura 3.11.

Figura 3.11 *Design* do rotor Darrieus Convencional.



Fonte: Autoria própria.

Para o rotor Darrieus de pás retas (tipo H) foram escolhidas as seguintes dimensões para o *design* da pá, mostrado na Tabela 3.5. Para esta configuração, o raio da turbina, é mantido fixo em 1,5 m, sem variação com a altura da pá como no rotor anterior.

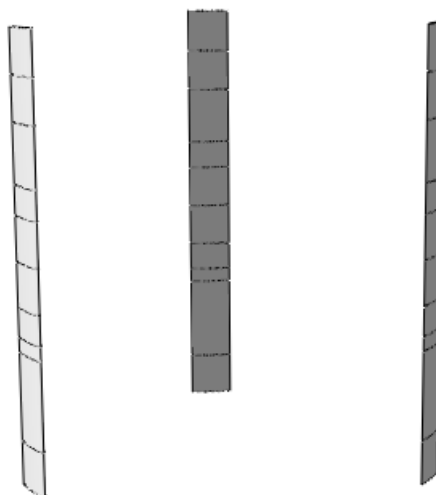
Tabela 3.5 Dimensões da Turbina Darrieus de pás retas (tipo H).

<i>Altura da pá (m)</i>	<i>Corda (m)</i>	<i>Raio da turbina (m)</i>	<i>Fólio</i>
0	0,3	1,5	NACA 0012
0,3	0,3	1,5	NACA 0012
0,9	0,3	1,5	NACA 0012
1,0	0,3	1,5	NACA 0012
1,2	0,3	1,5	NACA 0012
1,5	0,3	1,5	NACA 0012
1,8	0,3	1,5	NACA 0012
2,0	0,3	1,5	NACA 0012
2,4	0,3	1,5	NACA 0012
2,7	0,3	1,5	NACA 0012
3,0	0,3	1,5	NACA 0012

Fonte: Autoria própria.

O *design* para as pás do rotor Darrieus de pás retas (tipo H) para as simulações está na Figura 3.12.

Figura 3.12 *Design* do rotor Darrieus tipo H com 3 pás.



Fonte: Autoria própria.

Em todas as simulações no Qblade o ângulo de passo (β) deve ser definido, mesmo que o tipo de controle não seja por passo. O ângulo de passo é aquele formado entre o plano de rotação do perfil eólico e a corda, ver Figura 2.6, e, é uma das formas de se limitar a potência de saída da turbina eólica pelas pás.

3.2. SIMULAÇÕES EM AMBIENTE MATLAB/OCTAVE

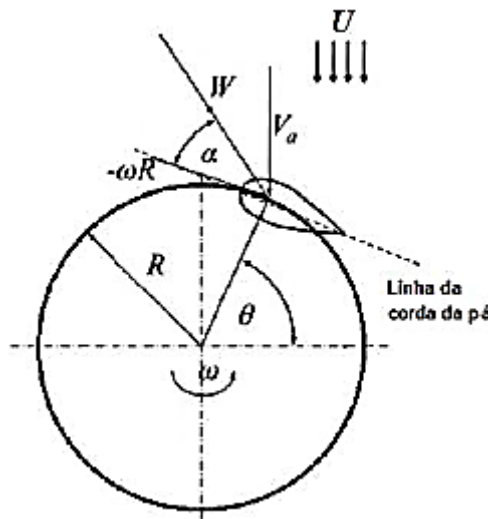
Com as limitações do *software* Qblade para *design* de perfis eólicos abertos, caracterizados por serem predominantemente de arrasto (Savonius, Lenz e suas variações), optou-se por utilizar um *script* de cálculo que pode ser executado em ambiente MATLAB ou OCTAVE para a simular o protótipo da turbina Lenz2 com o levantamento e análise das curvas de desempenho do modelo.

Baseado nos dados apresentados em [2], na expressão do coeficiente de potência (C_p) para turbinas eólicas de eixo vertical, mostrado na equação (11), nas relações gerais de torque e potência pela velocidade do vento, e, em dados construtivos do protótipo Lenz2 da ONG ECOA, desenvolveu-se uma rotina de programação para este aero gerador.

$$C_p = \frac{\sigma \lambda}{2\pi} \int_0^{2\pi} \left(\frac{W}{U} \right)^2 (C_s \sin \alpha - C_a \cos \alpha) d\theta \quad (11)$$

O cálculo de C_p envolve uma série de parâmetros aerodinâmicos que variam com a velocidade do vento e com a trajetória percorrida pela turbina. Na Figura 3.13, encontram-se os ângulos azimuth (θ), ângulo da posição da pá com a componente perpendicular ao escoamento, de ataque (α), ângulo formado pelo vetor da velocidade relativa (W) do escoamento com a linha de corda da pá, mesma linha do vetor da velocidade rotacional ($-\omega R$), e, a componente V_a como a velocidade do escoamento axial.

Figura 3.13 Representação dos vetores de velocidade e dos ângulos α e θ .

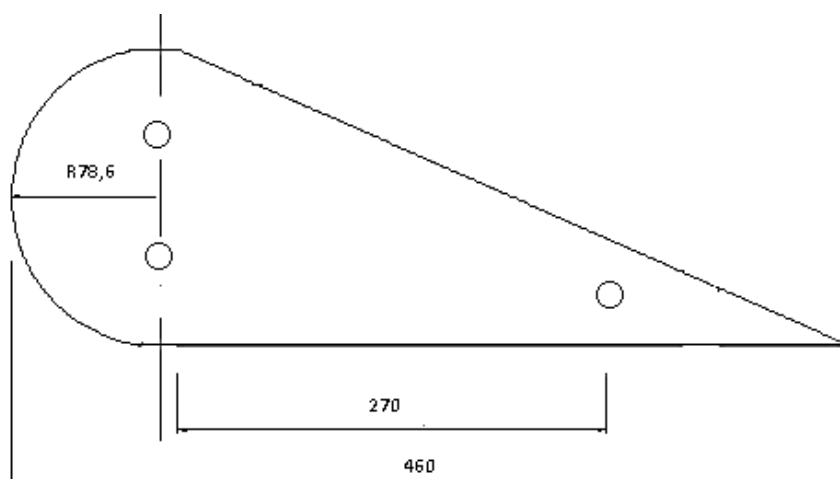


Fonte: [3].

3.2.2. Aspectos construtivos do protótipo da turbina Lenz2

Como o protótipo da turbina já estava construído, então fez-se a medição da estrutura e inserção dos dados na rotina de simulação para análise. Na Figura 3.14, está ilustrado o molde do perfil eólico da pá com suas dimensões em milímetros. É uma geometria baseada na turbina Lenz2 construída por Edwin Lenz.

Figura 3.14 *Design* do perfil eólico do protótipo da turbina Lenz2.



Fonte: Autoria própria.

A turbina Lenz2 é um modelo recente de turbina comparada com as turbinas Darrieus e de eixo horizontal, então algumas dificuldades foram encontradas para obter os dados referentes à aerodinâmica das pás pela simulação no Matlab como os coeficientes de sustentação e arrasto.

Uma estratégia feita para obter a curva de desempenho do perfil eólico foi com o cálculo teórico do coeficiente de potência baseado na equação (11) e os valores dos coeficientes de potência de outras turbinas Lenz2 obtidos experimentalmente em [2], para curva da potência mecânica.

O C_p é específico para cada tipo de turbina eólica, baseado nos coeficientes de sustentação e arrasto do perfil eólico. A abordagem com a adoção do valor de C_p de uma outra turbina com o mesmo perfil eólico é válida sob alguns aspectos, pois o valor de C_p dificilmente muda. O que varia a potência gerada pela turbina são parâmetros relacionados

à altura da pá, o número de pás, o aumento do diâmetro da turbina e a presença de uma caixa de engrenagem.

Na Tabela 3.6, encontram-se as dimensões para uma pá do protótipo da turbina Lenz2 para os testes computacionais.

Tabela 3.6 Dimensões do protótipo da turbina Lenz2.

<i>Altura da pá (m)</i>	<i>Corda (m)</i>	<i>Raio da turbina (m)</i>	<i>Fólio</i>
0,000	0,46	0,4282	LENZ2
0,485	0,46	0,4282	LENZ2
0,970	0,46	0,4282	LENZ2

Fonte: Autoria própria.

A estrutura da asa do protótipo Lenz2 da ONG ECOA é mostrado na Figura 3.15.

Figura 3.15 Perfil da asa do aero gerador Lenz2 da ECOA.



Fonte: Autoria própria.

A estrutura do rotor da turbina com detalhe do gerador a ímã permanente acoplado ao eixo e o estator com o conjunto de bobinas na base na estrutura em azul para ser ligado a um banco de baterias é mostrado na Figura 3.16.

Figura 3.16 Rotor do protótipo da turbina Lenz2 com 3 pás.



Fonte: Autoria própria.

Este modelo de aerogerador é chamado de síncrono a ímã permanente, muito utilizado em outros tipos de turbinas de pequeno porte pelo custo e benefício.

O desenvolvimento da rotina de programação com os aspectos gerais e construtivos para este modelo de turbina são apresentadas em detalhes no Apêndice.

4. RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

Neste capítulo são apresentados os resultados de simulação do Qblade e do Matlab, com a análise e comparação dados obtidos.

Nos módulos de simulação do Qblade, os parâmetros e as correções podem ser selecionadas para o cálculo. Três tipos diferentes de gráficos são gerados para fins de visualização e os dados da simulação estão disponíveis para plotagem, porém dependendo do que se quer analisar, o usuário tem a opção de escolher os parâmetros para análise gráfica de diferentes cenários de projeto.

O projetista também pode escolher entre a simulação do rotor ou a simulação da turbina completa, no primeiro caso, é um cálculo adimensional para uma faixa de velocidades específicas (λ), na segunda opção exige-se a definição de parâmetros para turbina como rotação (rpm) de operação, escolha do ângulo de passo (β) e a sua execução para várias faixas de velocidades de vento ao mesmo tempo. Os resultados da simulação mais relevantes para análise da máquina primária serão apresentados.

Os resultados de simulação para turbina Lenz2 foram geradas de acordo com a rotina de programação implementada no *Command Window* do Matlab, com base nas características físicas do protótipo da turbina e de dados experimentais de uma turbina semelhante, o modelo matemático do seu rendimento e as relações gerais de torque e potência.

4.1. RESULTADOS DOS PERFIS EÓLICOS

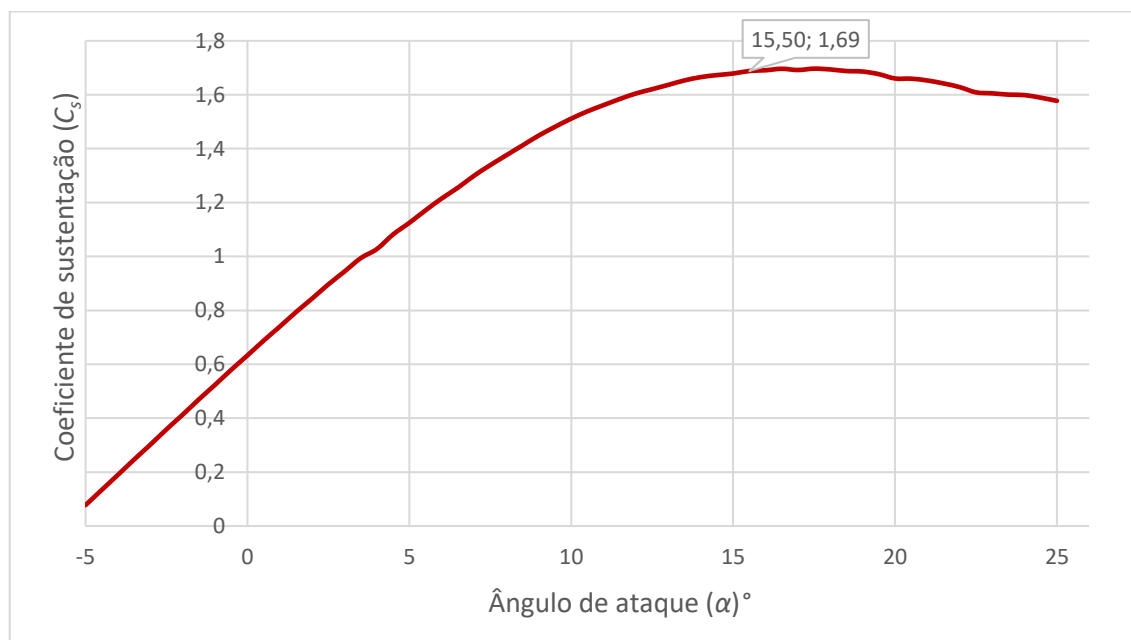
Os resultados gerados foram para os perfis eólicos NACA 5518, NACA 0012 e LENZ2. Para os casos dos perfis NACA simulados, as curvas dos coeficientes de sustentação (C_s) e arrasto (C_a), assim como o ponto ótimo para ocorrer a máxima eficiência dos perfis foram gerados para resultar na curva do coeficiente de potência (C_p). Para o perfil Lenz2, pela dificuldade de acesso e estimação dos coeficientes de arrasto e sustentação, os valores foram atribuídos e testados no cálculo teórico da turbina e foi feita para gerar o C_p .

4.1.1. Perfil eólico NACA 5518– TEEH

Para todos os pontos de operação dentro do intervalo do ângulo de ataque (α) especificado (pré-estol), tem-se as curvas dos coeficientes de sustentação (C_s), arrasto (C_a) e a relação (C_s/C_a) que caracterizam o perfil eólico NACA 5518.

No gráfico da Figura 4.1, tem-se a curva de sustentação gerada em um perfil eólico NACA 5518 e a variação do ângulo de ataque (α) entre -5° a 25° quando submetido a um fluxo de vento constante.

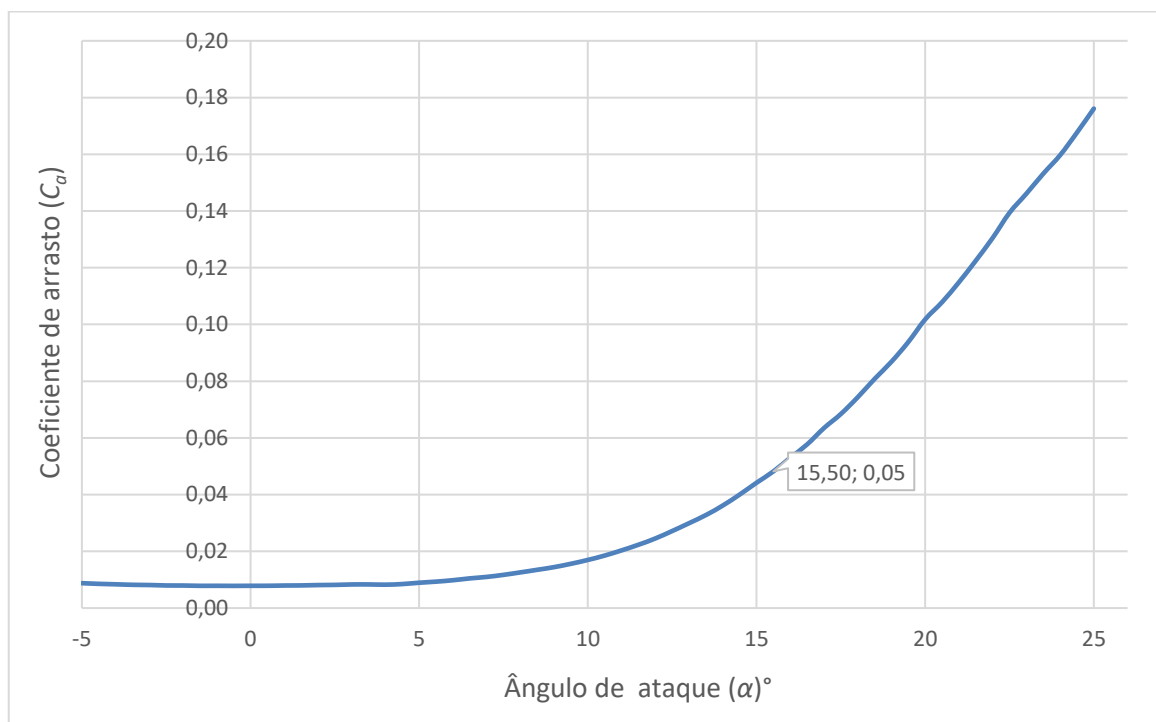
Figura 4.1 Gráfico da curva de sustentação do perfil NACA 5518.



Fonte: Dados de simulação do Qblade, adaptada pela autora.

O gráfico da curva do coeficiente de arrasto para mesma faixa de angulação de α do perfil eólico é mostrado na Figura 4.2.

Figura 4.2 Gráfico da curva do coeficiente de arrasto do perfil NACA 5518.

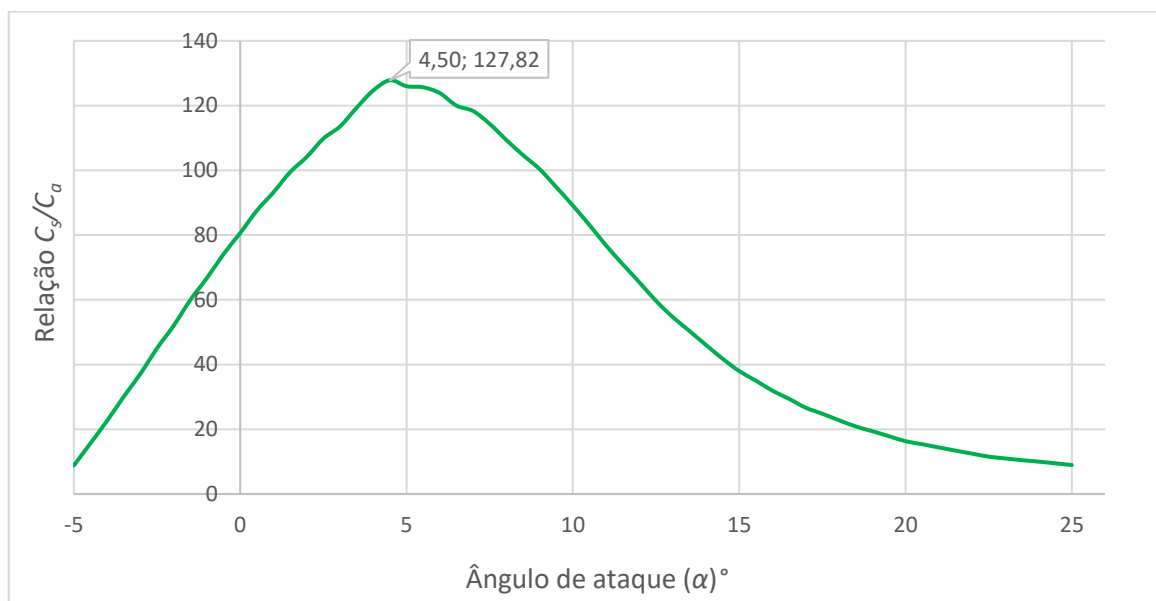


Fonte: Dados de simulação no Qblade, adaptada pela autora.

Para a simulação deste perfil observa-se a formação de quantidades muito menores de arrasto em relação a sustentação para ângulos de ataque entre -5° a $15,5^\circ$. No ponto de operação de $\alpha = 15,5^\circ$, ocorre a máxima sustentação pelo perfil, 1,69 e o arrasto gerado é de 0,05. Após este ponto de operação a componente de sustentação diminui e a componente de arrasto começa a aumentar exponencialmente no perfil. Contudo a sustentação ainda é superior ao arrasto até 25° , a partir deste ponto C_s tende a cair drasticamente e o arrasto se torna mais expressivo, criando o efeito estol no perfil.

A curva que relaciona as grandezas de sustentação e arrasto é mostrada no gráfico da Figura 4.3, destacando-se o ponto ótimo de operação para este perfil eólico, $\alpha = 4,5^\circ$, em que se tem máxima relação de sustentação/arrasto ($C_s/C_a = 127,82$).

Figura 4.3 Gráfico da curva com a relação entre os coeficientes de sustentação e arrasto.



Fonte: Dados de simulação do Qblade, adaptada pela autora.

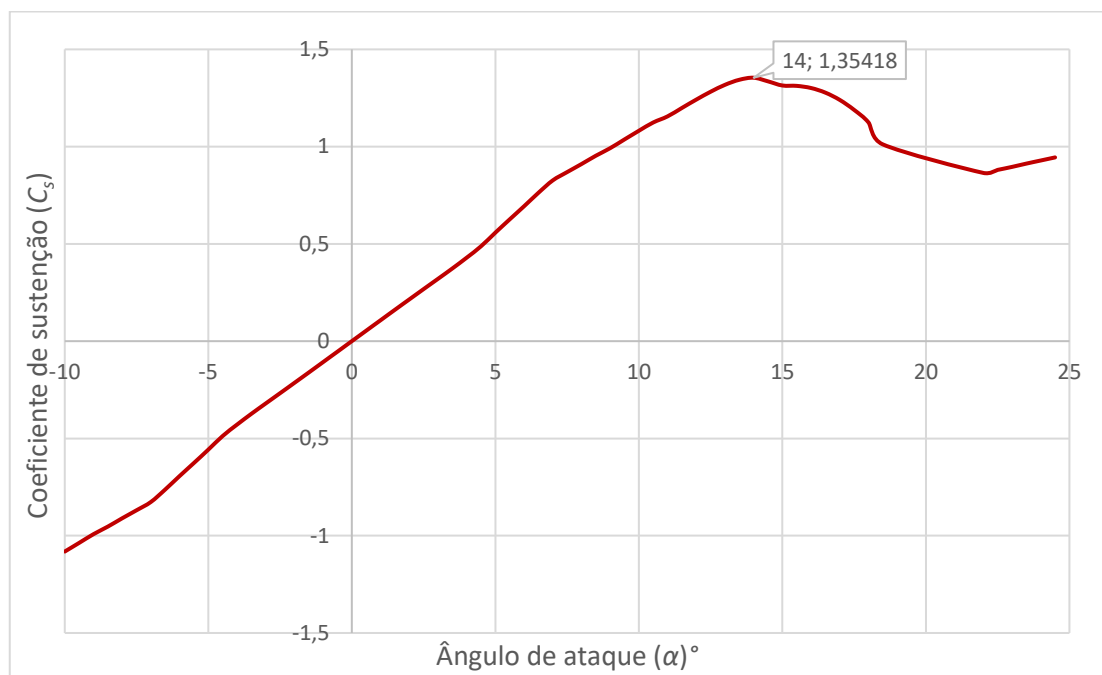
Neste ponto, ocorre a máxima eficiência do perfil e, portanto, serve para o sistema de controle da turbina com regulação pelo estol, para este ângulo ($\alpha = 4,5^\circ$) aproveita-se melhor eficiência deste perfil.

4.1.2. Perfil eólico NACA 0012– TEEV Darrieus e tipo H

A seguir são apresentadas as curvas dos coeficientes de sustentação (C_s), arrasto (C_a) e a relação (C_s/C_a) que caracterizam o perfil eólico NACA 0012.

No gráfico da Figura 4.4 é mostrado a curva de sustentação gerada para este perfil eólico, com variação angular de α entre -5° a 25° (pré-estol), submetido a um fluxo de vento constante.

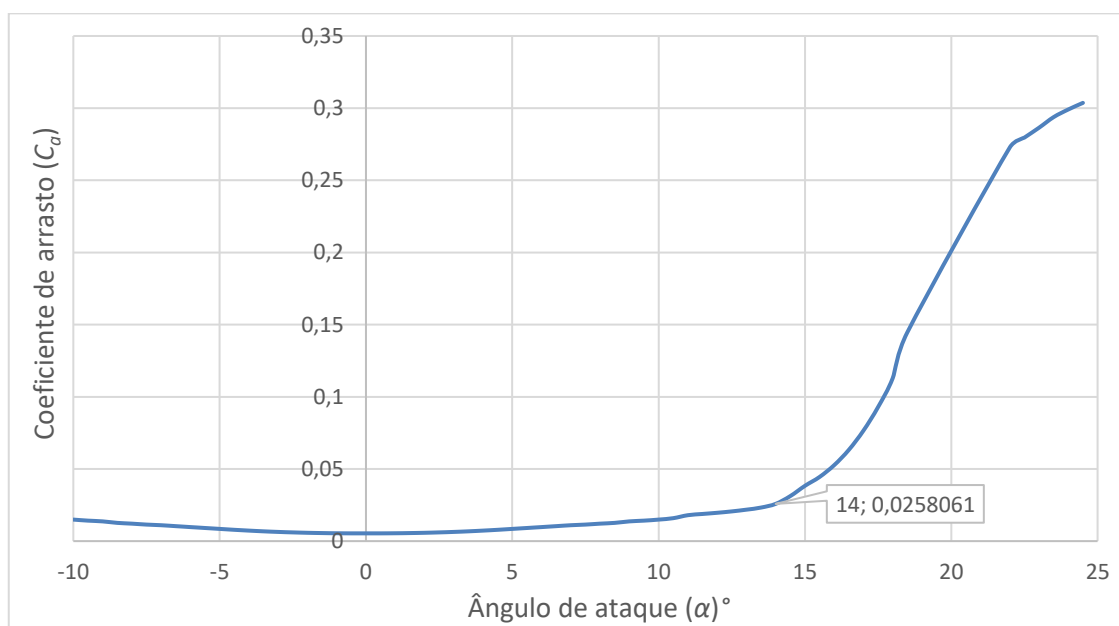
Figura 4.4 Gráfico da curva de sustentação do perfil eólico NACA 0012.



Fonte: Dados de simulação do Qblade, adaptada pela autora.

O gráfico com a curva do coeficiente de arrasto para este perfil eólico para a mesma faixa de angulação de α é mostrado na Figura 4.5.

Figura 4.5 Gráfico da curva de arrasto do perfil eólico NACA 0012.

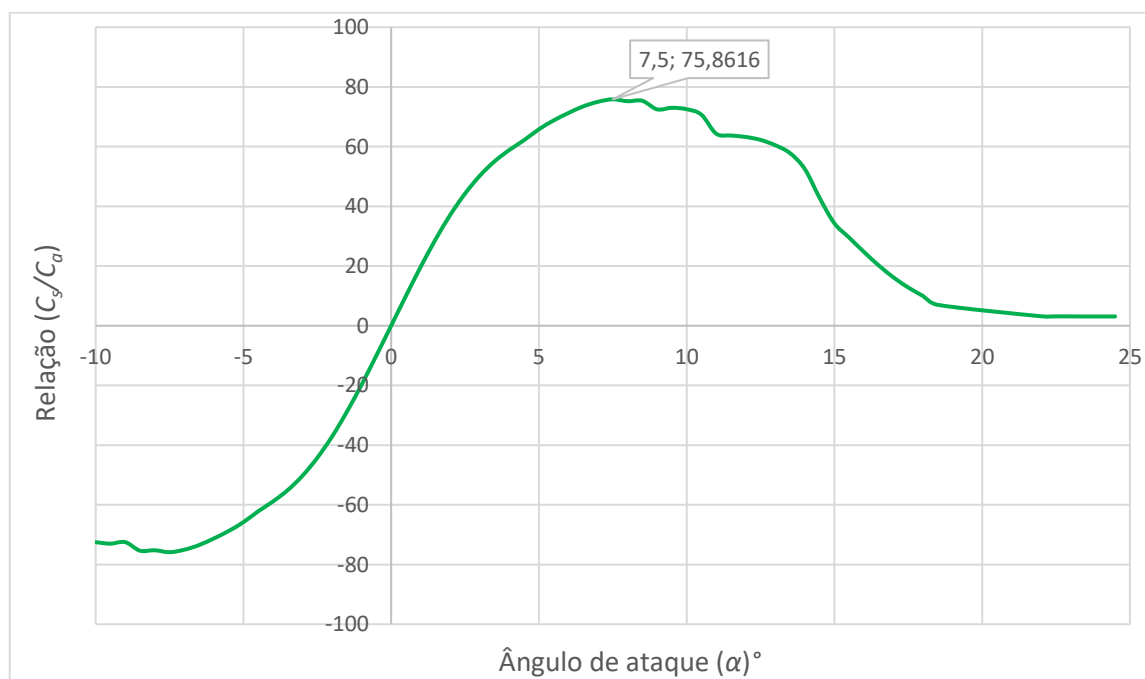


Fonte: Dados de simulação do Qblade, adaptada pela autora.

Para este perfil eólico, observa-se a formação da componente de sustentação superior a componente de arrasto para ângulos de ataque entre -5° a 14° , para $\alpha = 14^\circ$ há a máxima sustentação gerada pelo perfil (1,35418) enquanto há um mínimo arrasto (0,0258061). Após este ponto de operação, a sustentação começa a diminuir e o arrasto começa aumentar consideravelmente no perfil, contudo a sustentação, ainda é superior ao arrasto dentro do intervalo α especificado nesta simulação. O aumento progressivo do ângulo de ataque após a faixa definida, o arrasto aumenta muito mais e a sustentação decai até criar o efeito estol no perfil.

O gráfico da Figura 4.6 mostra a curva que relaciona as grandezas de sustentação e arrasto deste perfil. O ponto ótimo de operação é quando o ângulo de ataque é $7,5^\circ$ e há a máxima relação de sustentação/arrasto ($C_s/C_a = 75,8616$).

Figura 4.6 Gráfico da curva com a relação entre os coeficientes de sustentação e arrasto.



Fonte: Dados de simulação do Qblade, adaptado pela autora.

Como neste ponto ocorre a máxima eficiência do perfil ($\alpha = 7,5^\circ$), pode-se fazer o sistema de controle da turbina regulado por um ângulo de ataque fixo, operando com este ângulo de ataque e assim para aproveitar a máxima eficiência deste perfil.

Com as curvas do perfil eólico em função do ângulo de ataque conhecidas, na situação pré-estol dos perfis simulados no Qblade, há a extrapolação no modo Montgomery

para o restante dos ângulos (situação de pós estol) a cada 1° até completar os 360° para que o Qblade utilize estas informações juntamente com as informações do *design* da pá para aplicar a metodologia BEM ou DMS que gera o coeficiente de potência de cada turbina (C_p).

4.1.3. Perfil eólico Lenz2

Diferentemente dos outros dois perfis eólicos, para o perfil Lenz2, não foi possível estimar os coeficientes de arrasto e sustentação sem uma análise com as condições de túnel de vento. Com a complexidade dos cálculos envolvendo os ângulos do sistema, velocidade variável do vento e a estrutura de um túnel de vento virtual no Matlab, os valores dos C_s e C_a foram escolhidos de forma a gerar os coeficientes de potência (C_p) para a curva normalizada e para as outras curvas, baseado no cálculo teórico e em dados experimentais de uma outra turbina Lenz2, cuja dimensões são: diâmetro de 0,6096 m ($R=0,3048$ m) e altura da pá de 0,9144 m. Semelhantes ao protótipo Lenz2 da ECOA e com a mesma característica do perfil eólico.

Nos testes experimentais [2], para uma velocidade de vento constante ($V = 9,03$ m/s) o C_p equivalente é de 0,38 (valor máximo atingido pelo rotor com este perfil eólico), uma queda relativa comparado ao valor teórico máximo de 0,41 estimado por Edwin Lenz.

Então para obter as curvas normalizadas com o valor de $C_{pmáx}$ do teste experimental, os coeficientes de sustentação e arrasto devem ser 0,40 e 0,72 e com o valor de $C_{pmáx}$ teórico, 0,50 e 0,78 respectivamente. Para comparação das curvas de desempenho do rotor (torque e potência pela velocidade) dos dados experimentais com os calculados, os valores escolhidos para sustentação foi 0,1 e para arrasto 0,2. Destaca-se a superioridade do coeficiente de arrasto ao coeficiente de sustentação nas simulações devido a característica do perfil eólico da turbina para que os resultados do cálculo teórico acompanhem os dados experimentais de $C_{pmáx}$ com as dimensões do protótipo Lenz2 da ECOA.

4.2. RESULTADOS DAS TURBINAS EÓLICAS

Além do desempenho do perfil eólico, as características de eficiência da turbina (C_p), do torque gerado e da potência mecânica variando pela velocidade específica, velocidade rotacional e pela velocidade do vento são analisadas em um contexto de projeto

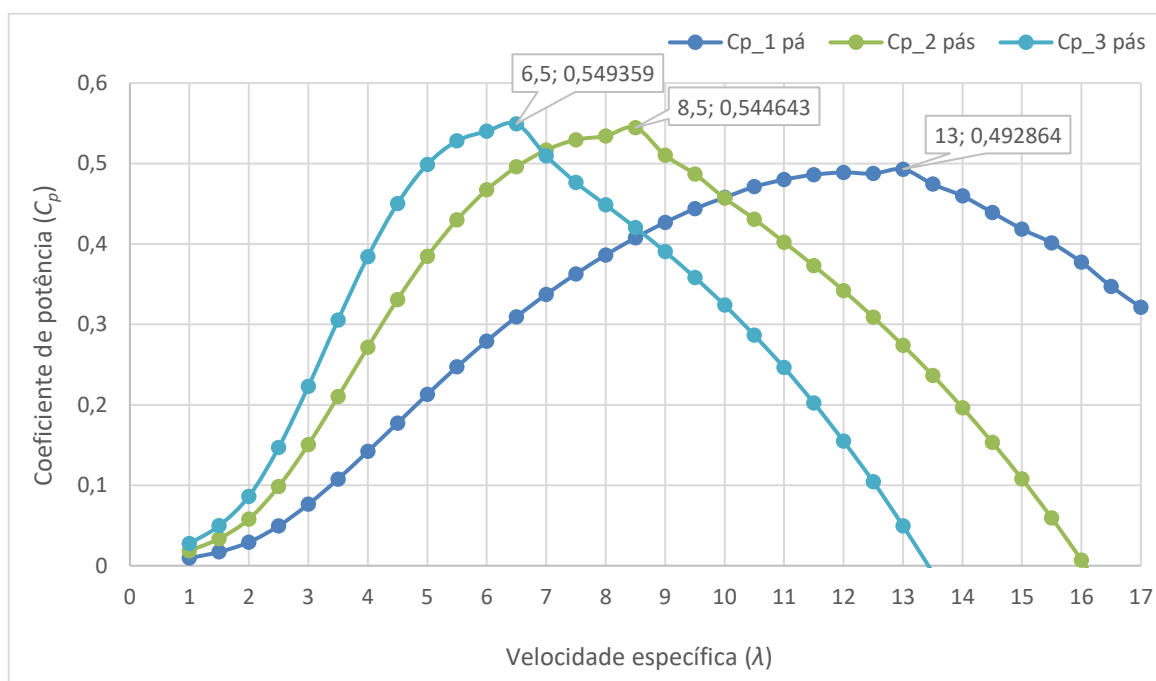
para geração eólica. Considerou-se as simulações com controle por estol como limitante da potência de saída gerada, então o ângulo de passo (β) foi fixado em 0° e a transmissão pelo eixo do rotor para o gerador ocorre diretamente, ou seja, sem a presença de uma caixa de engrenagens.

4.2.1. TEEH com 1, 2 e 3 pás

No módulo de simulação do rotor para as turbinas de eixo horizontal, foram geradas as curvas dos coeficientes de potência pela velocidade específica, mostradas na Figura 4.7. Os resultados variam com o ângulo de ataque (α) e com a velocidade específica entre 1 a 17, adotando uma velocidade de vento incidente constante de 7 m/s, resultando na eficiência (C_p) para cada turbina.

A curva C_p sobre a λ fornece apenas informações sobre o desempenho geral do rotor, mas não sobre os eventos locais que ocorrem nas pás como os vórtices formados na extremidade e na base da pá pelo próprio movimento da mesma.

Figura 4.7 Gráfico das curvas de eficiência para os três modelos de TEEH.



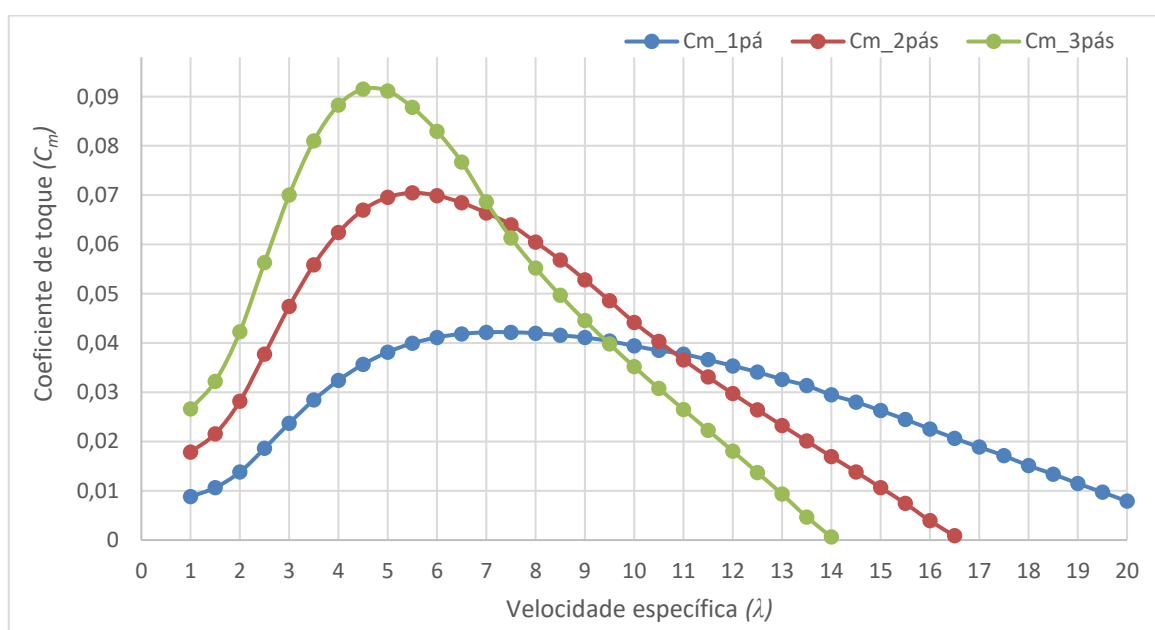
Fonte: Autora.

Percebe-se que quando se reduz o número de pás, porém se mantém as características de tamanho, *design* das pás e área de varredura, a eficiência decai um pouco

e passa operar em faixas de velocidades de vento maiores, enquanto que para TEEH com três pás, por exemplo, se tem uma maior eficiência, mas limitada a uma faixa de velocidade menor.

Cada turbina possui uma curva de torque relacionada. Na Figura 4.8 é mostrado o torque produzido por cada rotor de eixo horizontal em termos do seu coeficiente médio (C_m) pela velocidade específica (λ).

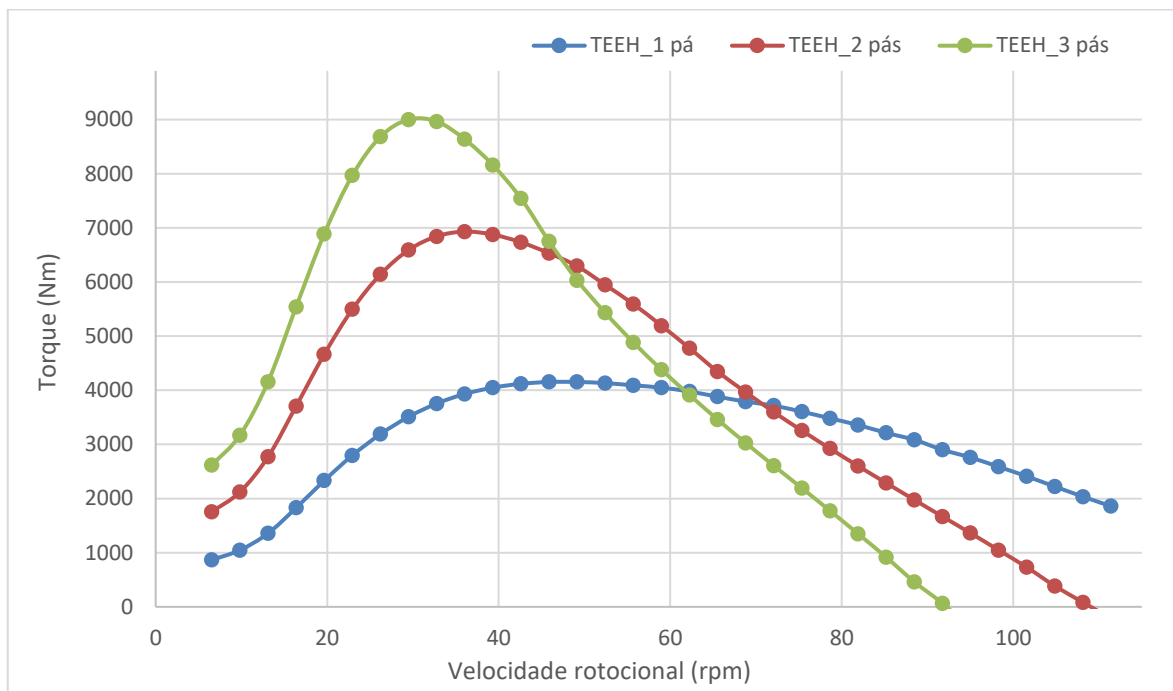
Figura 4.8 Gráfico das curvas do coeficiente de torque (C_m) das TEEH's.



Fonte: Autora.

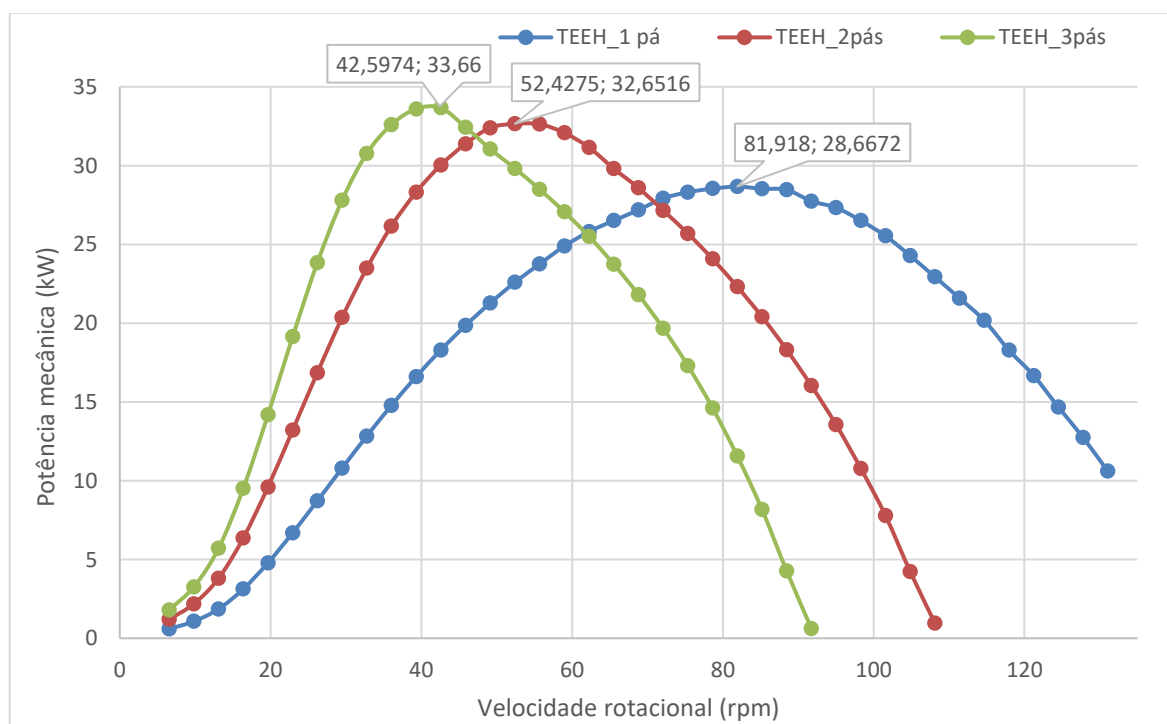
Na Figura 4.9 é mostrado as curvas de torque pela velocidade rotacional do eixo da turbina em termos (Nm), com variação do ângulo α . A velocidade rotacional do eixo da turbina (rpm) é resultado direto da relação do regime de vento constante selecionado com os pontos de velocidade específica.

Figura 4.9 Gráfico das curvas de torque gerado das TEEHs.



Fonte: Autora.

A curva da potência mecânica (P_{mec}) gerada para cada aero gerador de eixo horizontal é mostrada na Figura 4.10.

Figura 4.10 Potência mecânica gerada pela velocidade do rotor ($V_{vento} = 7$ m/s).

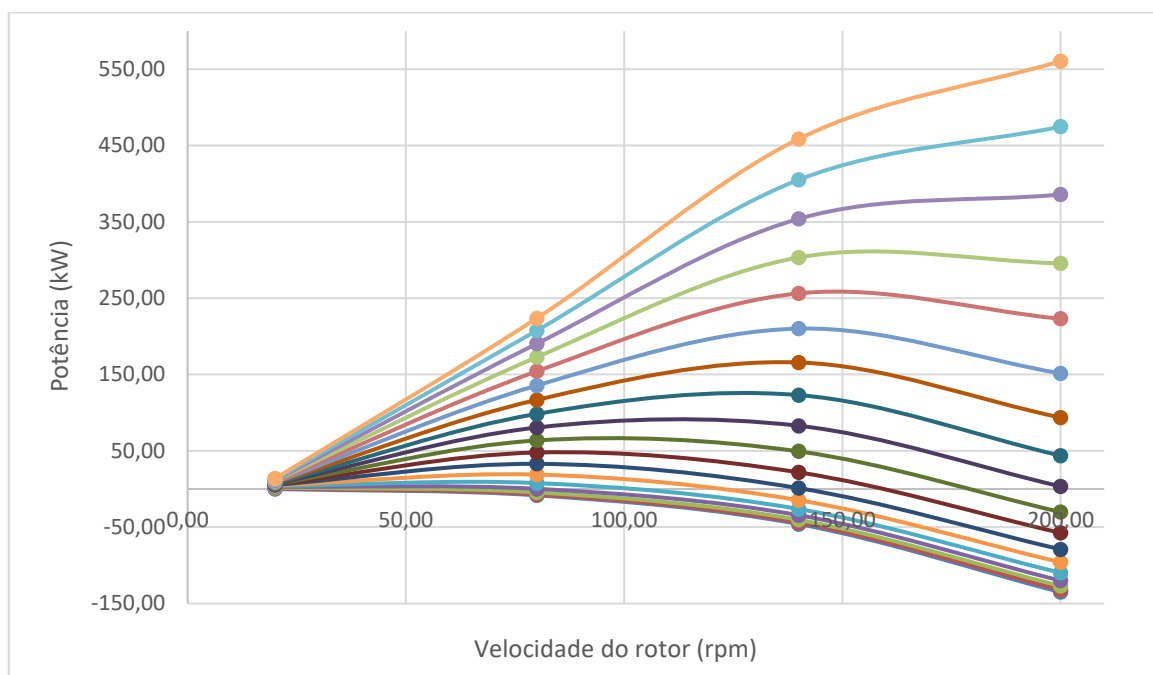
Fonte: Autora.

No módulo de simulação com multi-parâmetros, especificações como faixa de operação da velocidade rotacional da turbina, ângulo de passo (β) e faixa de velocidade vento devem ser informadas pelo usuário. Para um mesmo gráfico várias variáveis do sistema de simulação são consideradas para um rotor específico.

Para os três modelos de turbina de eixo horizontal, os seguintes valores de simulação foram especificados: V entre 1 m/s a 18 m/s ($\Delta V = 1 \text{ m/s}$), ω entre 20 rpm a 200 rpm ($\Delta \omega = 60 \text{ rpm}$) e β de 0° a 10° . Porém, as curvas apresentadas neste trabalho, consistem na operação com β fixo em 0° , já que o aumento deste ângulo ocasiona um amortecimento nas curvas de torque e potência geradas, modificando o ponto de operação escolhido.

Na Figura 4.11, são apresentadas as diferentes curvas de potência para rotor da TEEH com 1 pá. Cada curva corresponde a uma faixa de velocidade do vento e os pontos destacados correspondem a pontos específicos de rotação, na sequência da esquerda para direita: 20 rpm, 80 rpm, 140 rpm e 200 rpm, respectivamente.

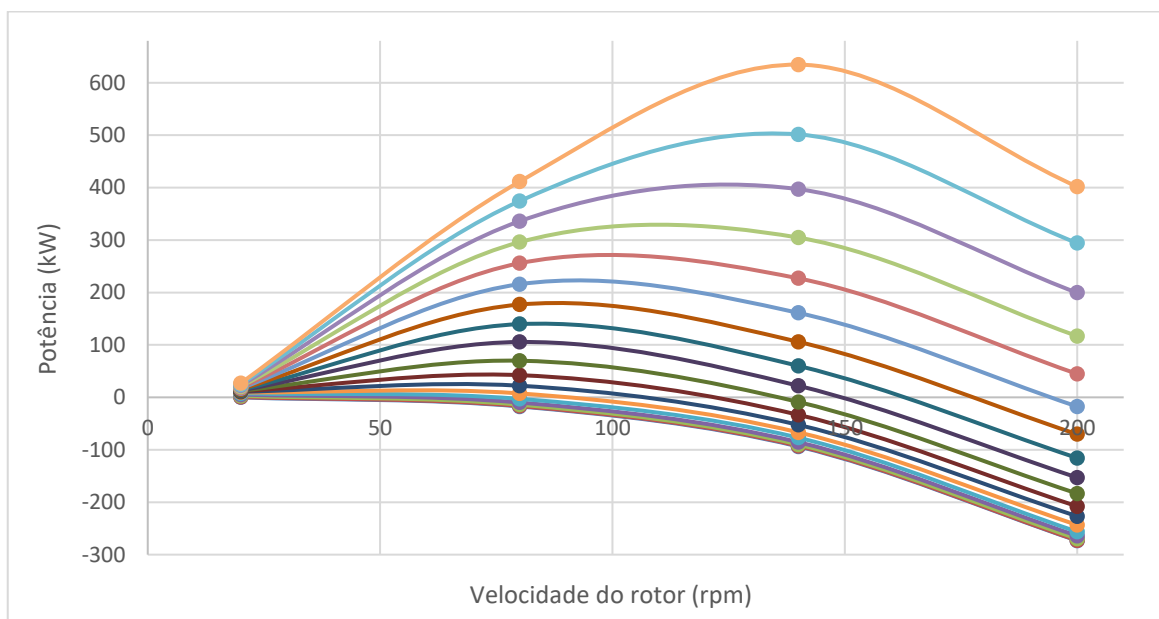
Figura 4.11 Potência gerada pela velocidade rotacional rotor TEEH com 1 pá.



Fonte: Autora.

Com as mesmas faixas de operação, porém agora para o rotor com 2 pás, as diferentes curvas de potência geradas são apresentadas na Figura 4.12.

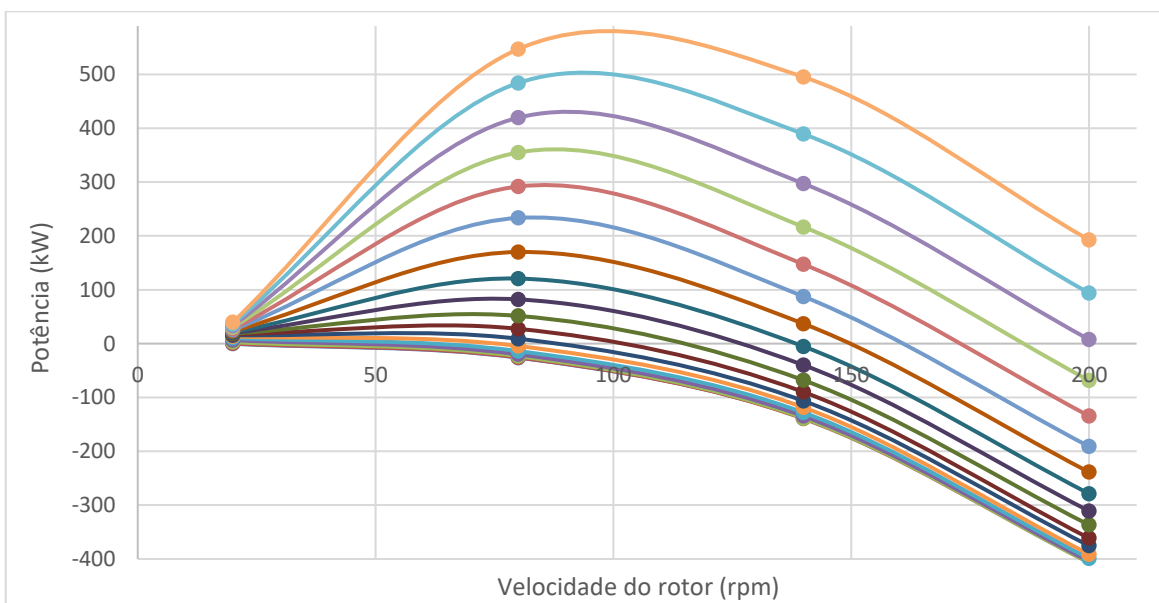
Figura 4.12 Potência gerada pela velocidade rotacional rotor TEEH com 2 pás.



Fonte: Autora.

Na Figura 4.13 apresenta-se as curvas de potência geradas para cada velocidade de vento com a variação da velocidade rotacional para o rotor com 3 pás.

Figura 4.13 Potência gerada pela velocidade rotacional rotor TEEH com 3 pás.



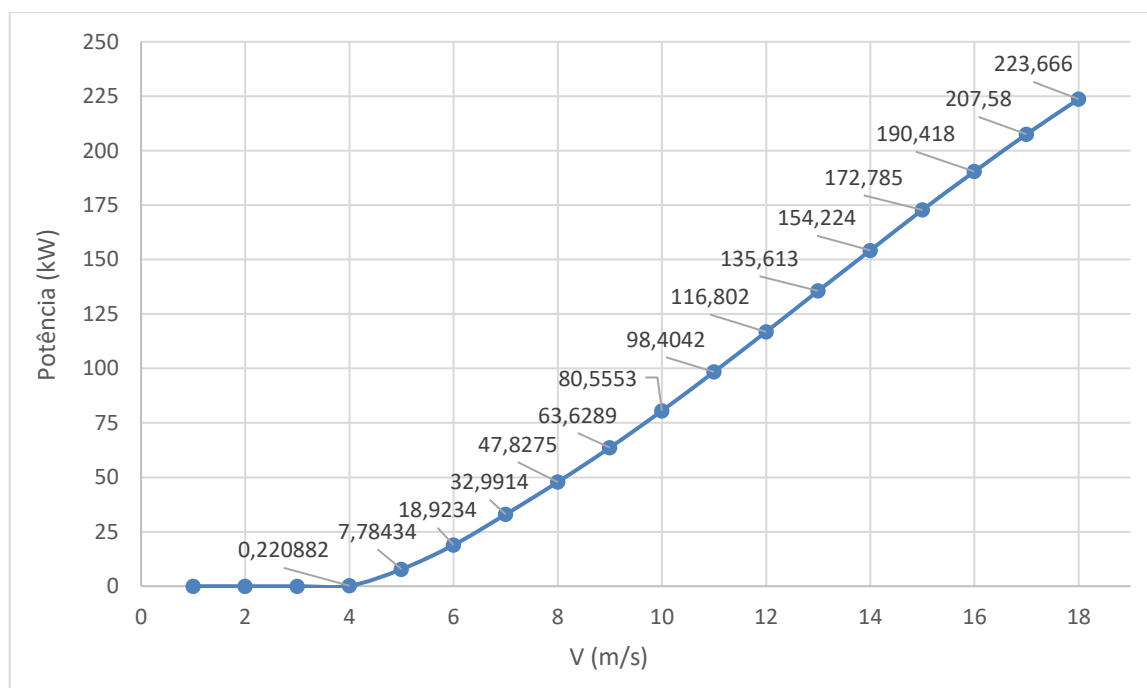
Fonte: Autora.

Para o módulo de simulação da turbina, foram escolhidos os seguintes dados para operação das TEEHs: velocidade rotacional constante em 80 rpm, operação do vento (V) de

1 m/s a 18 m/s, controle por estol, raio da pá de 10,2 m, portanto área de varredura (A) de 326,85 m² e transmissão simples pelo eixo.

Na Figura 4.14 é mostrado o gráfico da curva da potência de saída da TEEH com 1 pá pela velocidade do vento, sendo destacado os respectivos valores de potência gerada.

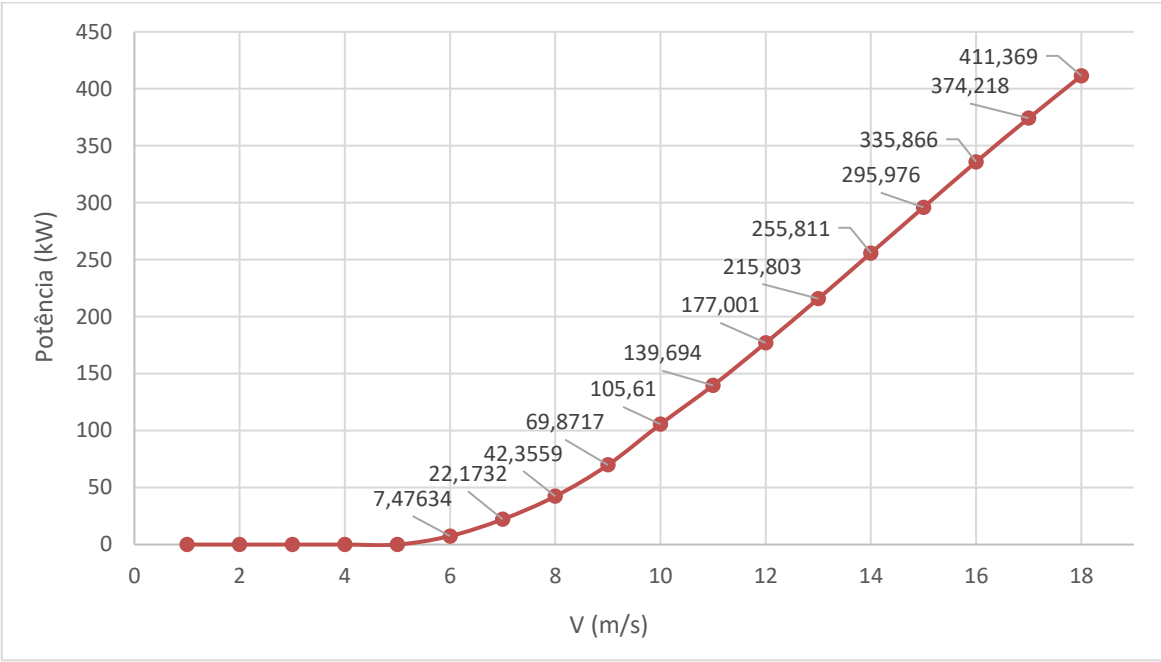
Figura 4.14 Potência de saída para TEEH com 1 pá.



Fonte: Autora.

Na Figura 4.15 é mostrado o gráfico da curva da potência de saída para a TEEH com 2 pás.

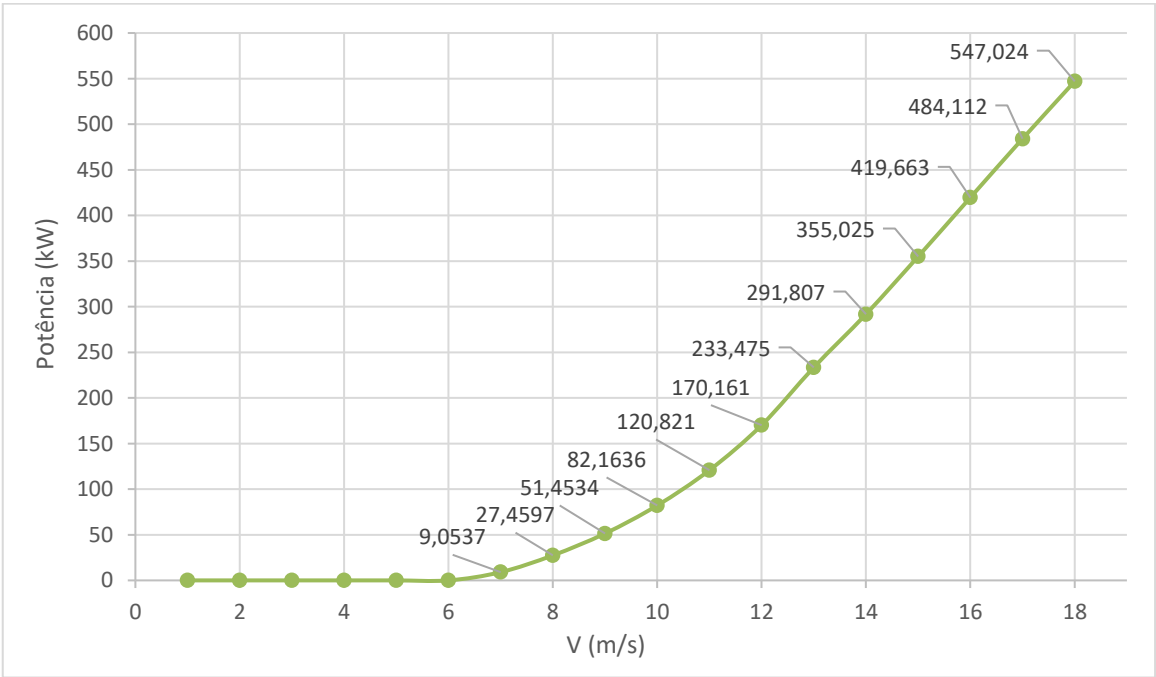
Figura 4.15 Potência de saída para TEEH com 2 pás.



Fonte: Autora.

O gráfico da Figura 4.16 mostra a curva da potência de saída para TEEH com 3 pás.

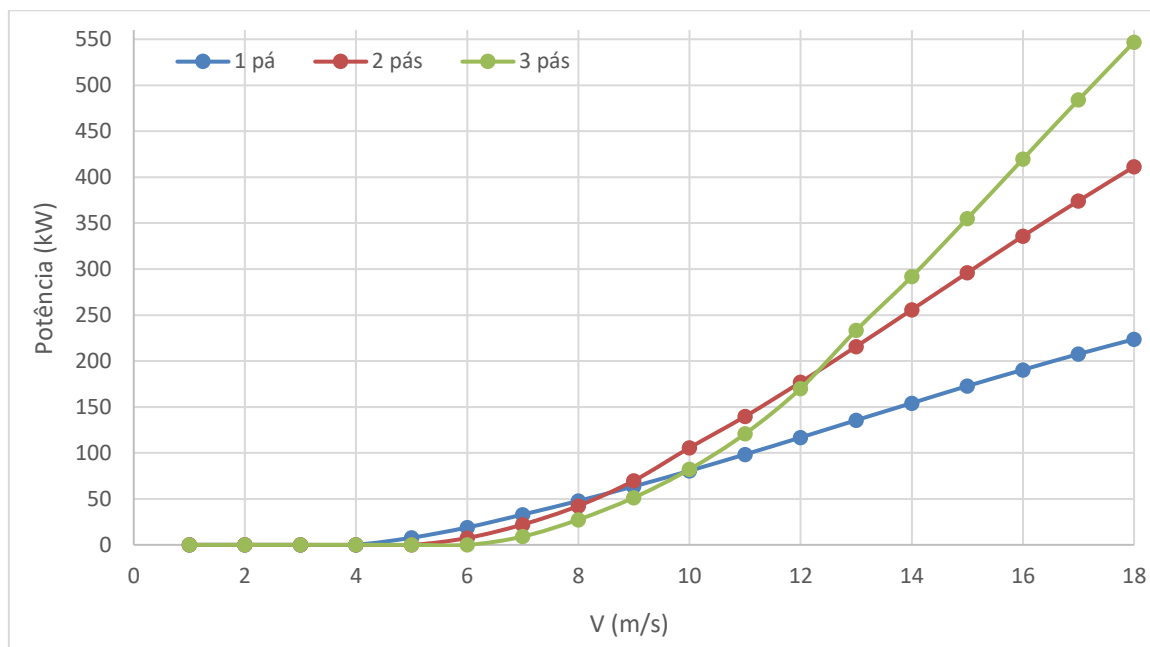
Figura 4.16 Potência de saída para TEEH_3 pás.



Fonte: Autora.

Na Figura 4.17 apresenta-se as três curvas de potência das TEEHs para efeito comparativo da capacidade de geração de cada uma.

Figura 4.17 Comparação entre as potências de saída de 1, 2 e 3 pás para TEEH



Fonte: Autora.

São turbinas com dimensões para gerar grandes capacidades de potência, na faixa de MW, em que se observa a maior capacidade de geração para TEEH com 3 pás.

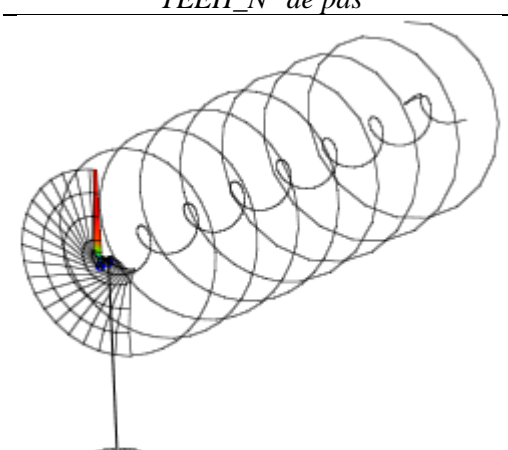
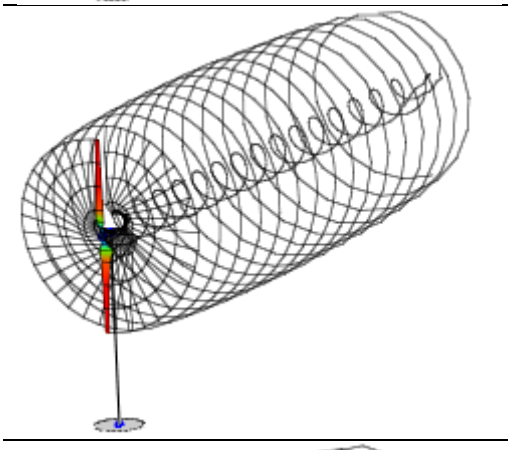
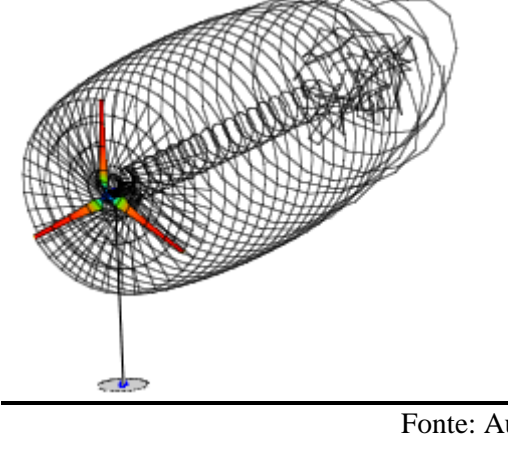
Submetendo os rotores de eixo horizontal ao ambiente computacional de túnel de vento, com um fluxo de vento constante de 12 m/s, velocidade rotacional das turbinas constante em 80 rpm, altura de 30 m da turbina e diâmetro da área de varredura de 20,4 m, o seguinte resultado do desempenho dos aero geradores, com a respectiva eficiência e potência gerada para este regime de operação se encontra na Tabela 4.1.

A velocidade específica (λ) para estas especificações é de 7,12. O número total de *time steps* de simulação é de 360 e o tempo de simulação foi de 7,5 s, destacando-se o rastro do vórtice de esteira formado pelas pás durante o teste.

O efeito de esteira gerado deve-se à rotação das pás do rotor aliada a diminuição da energia cinética do vento, aumentando a turbulência a jusante do rotor. Este fato obriga, em

um parque eólico, a separação geográfica de cada aero gerador com distâncias mínimas recomendadas para evitar a influência deste efeito e aumentar a vida útil dos equipamentos.

Tabela 4.1 Resultado dos rotores das TEEHs em um túnel de vento computacional.

<i>TEEH_Nº de pás</i>	<i>C_p</i>	<i>Potência Gerada</i>
	0,318079	110,036 kW
	0,505317	174,809 kW
	0,555025	191,512 kW

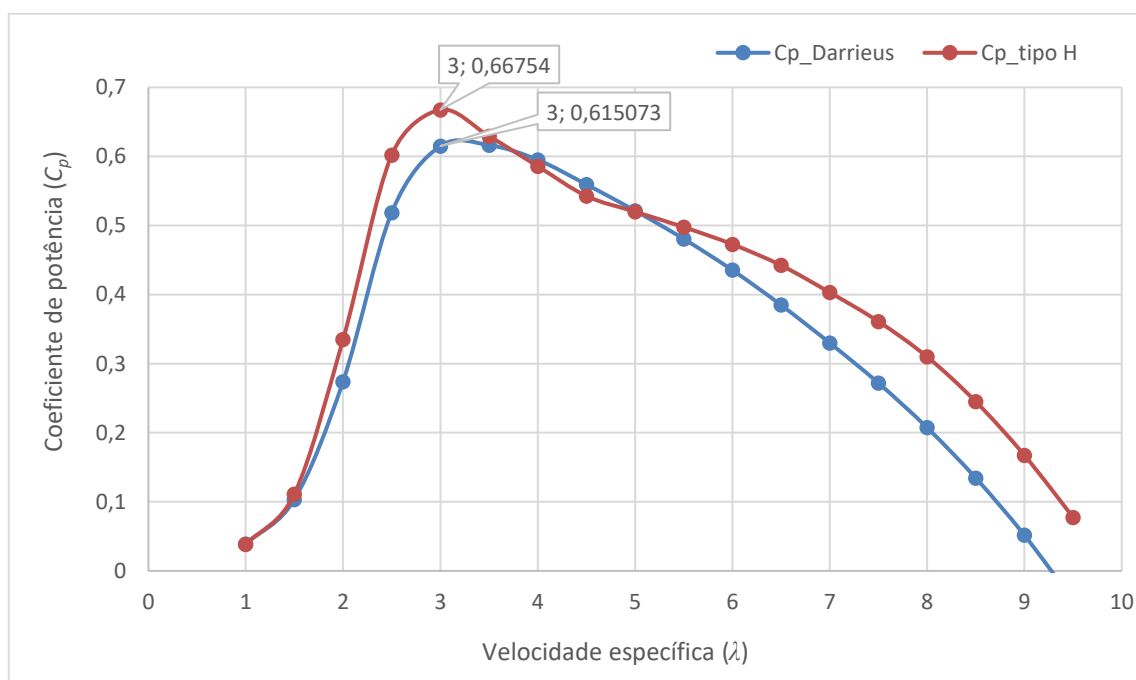
Fonte: Autoria própria.

4.2.2. TEEV Darrieus Convencional e tipo H com 3 pás

Para simulação das turbinas de eixo vertical Darrieus e tipo H, as seguintes curvas de desempenho foram geradas de acordo com a Figura 4.18.

O resultado do coeficiente de potência (C_p) pela velocidade específica (λ) foi gerado a partir dos resultados do perfil eólico NACA 0012, com a variação de α extrapolado a $\pm 180^\circ$ e com as condições de velocidade de vento constante de 7 m/s, a velocidade específica varia de 1 a 10.

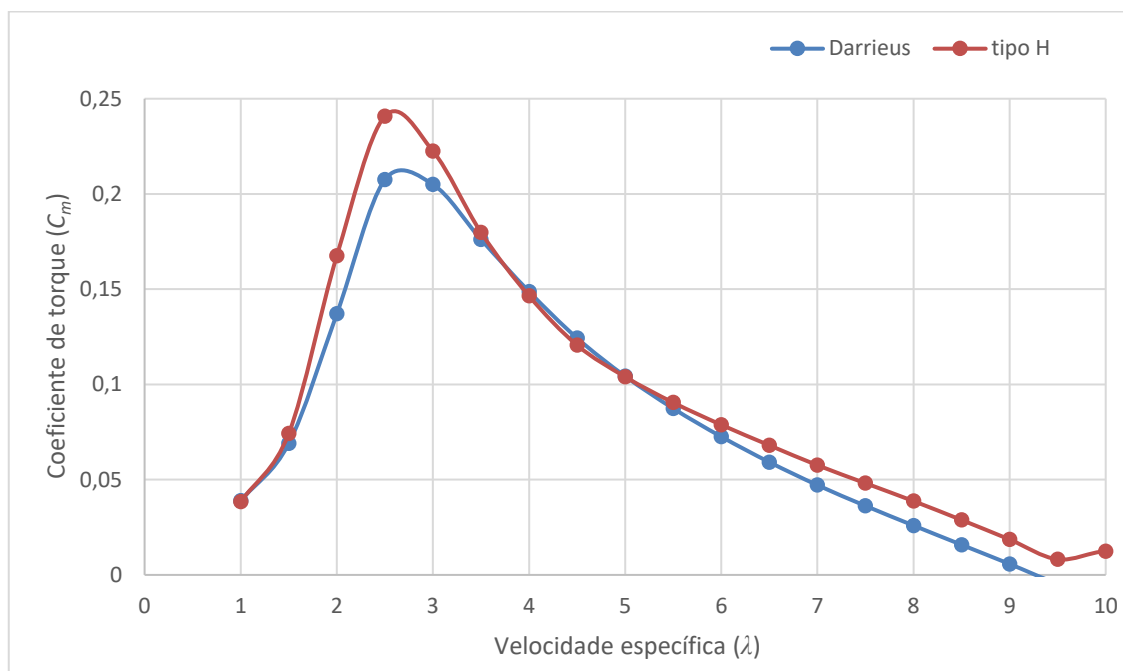
Figura 4.18 Coeficientes de potência para TEEV Darrieus e tipo H.



Fonte: Autora.

Para os rotores do tipo Darrieus ou suas variações, a faixa de velocidade específica que operam diminui se comparada com as TEEH, tanto que o melhor desempenho registrado nas simulações foi com $\lambda = 3$ com $C_{p\max_Darrieus}$ igual a 0,61 e $C_{p\max_tipo\ H}$ com 0,67, excelentes eficiências a princípio. Esses rotores possuem melhor desempenho em regimes de vento mais baixos, porém para velocidades muito maiores há uma considerável redução da eficiência.

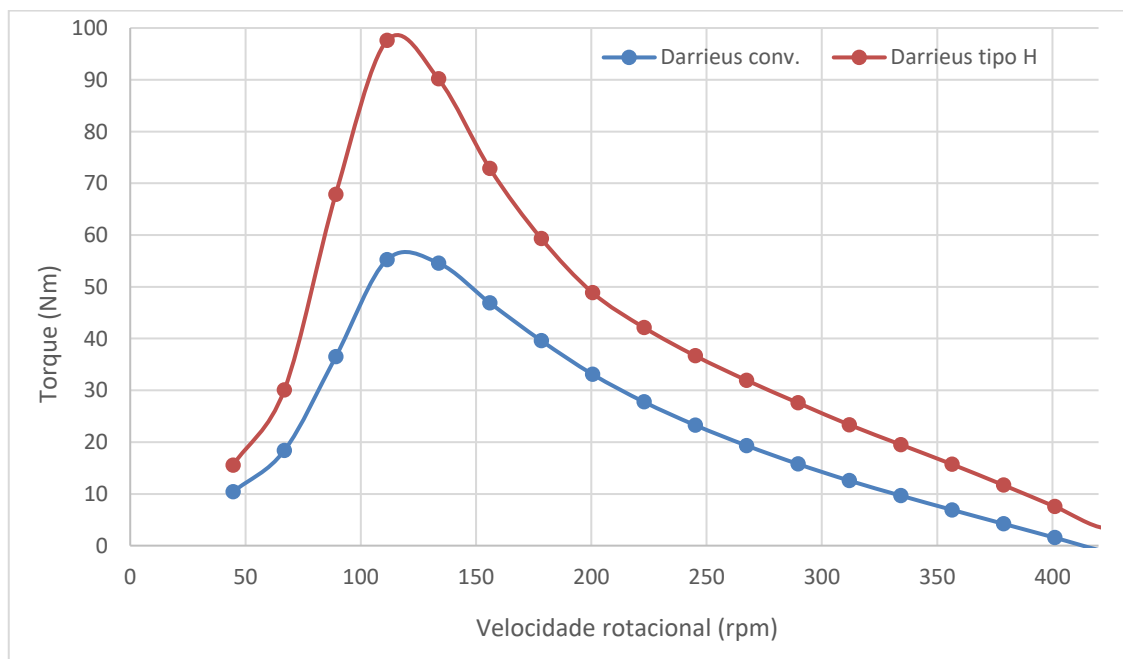
Na Figura 4.19, as curvas de torque para os rotores Darrieus e tipo H são apresentados em termos do coeficiente médio (C_m) pela velocidade específica (λ). Observa-se o alto torque desses rotores na partida da turbina comparado com a simulação das TEEH.

Figura 4.19 Gráfico das curvas do coeficiente de torque (C_m) das TEEV.

Fonte: Autora.

O gráfico com as curvas de torque (Nm) pela velocidade rotacional (rpm) para as turbinas Darrieus convencional e tipo H são mostradas na Figura 4.20. A faixa de velocidades específicas varia de 1 a 12 e um regime de vento constante de 7 m/s.

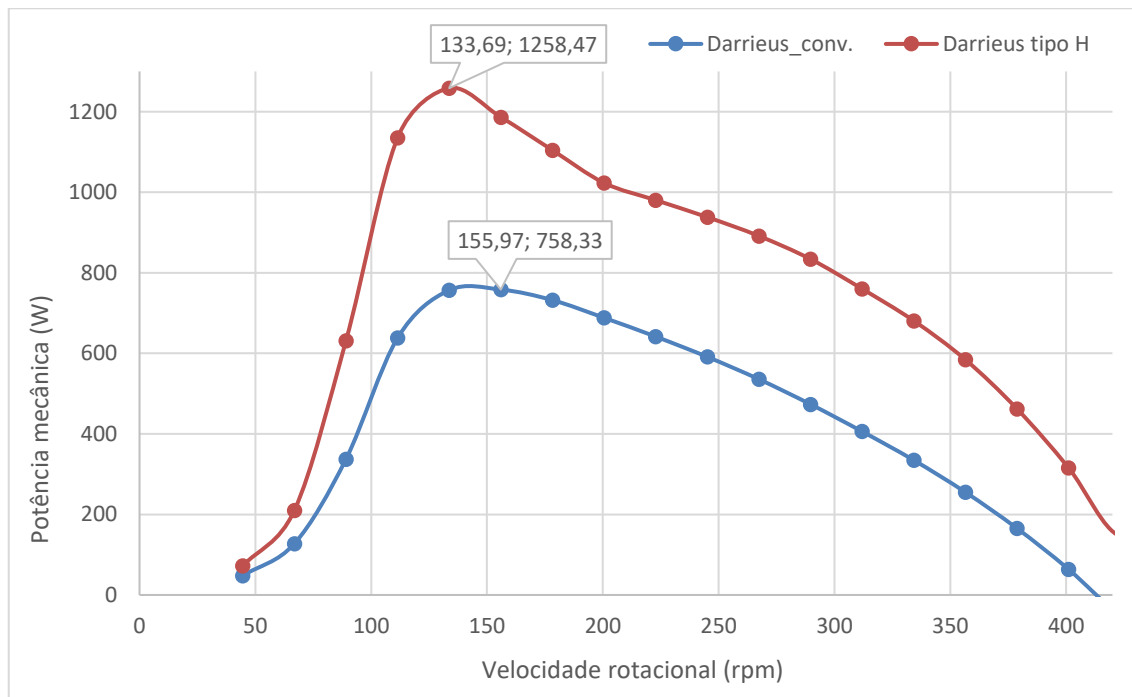
Figura 4.20 Gráfico das curvas de torque para TEEV Darrieus e tipo H.



Fonte: Autora.

A potência mecânica gerada para os aero geradores de eixo vertical é mostrada na Figura 4.21.

Figura 4.21 Potência mecânica gerada para os rotores Darrieus, com $V_{vento} = 7$ m/s.



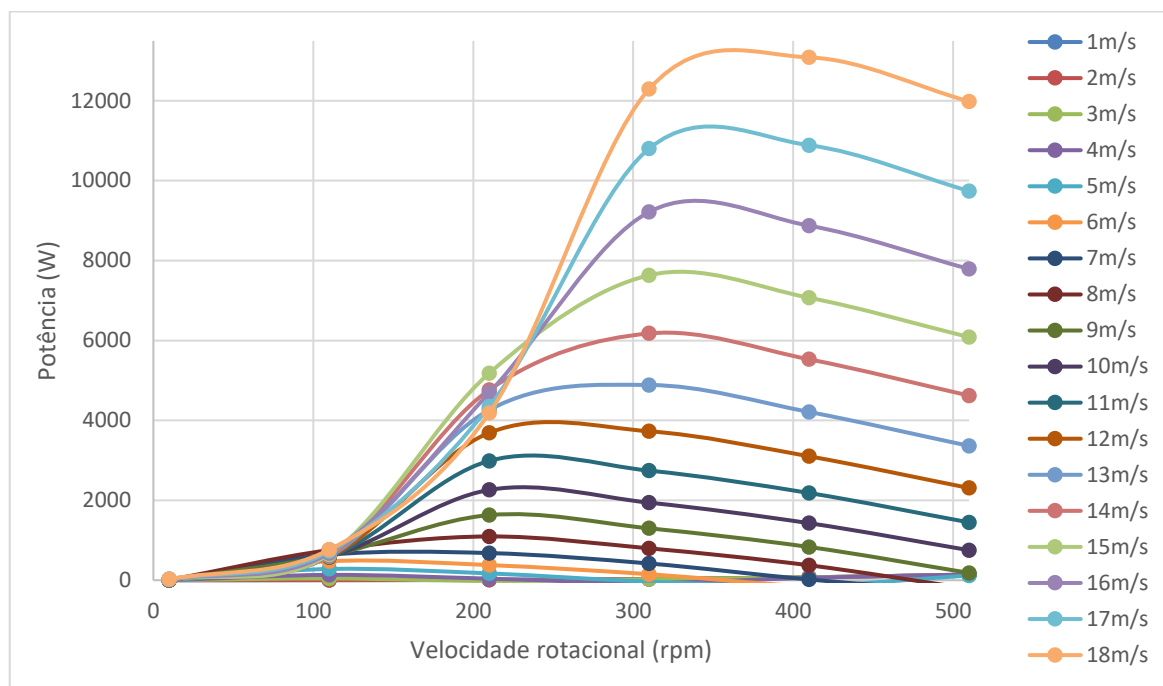
Fonte: Autora.

No módulo de simulação de multi-parâmetros para os rotores Darrieus e tipo H, escolheu-se a faixa de velocidade do vento de 1 m/s a 18 m/s, velocidade rotacional do eixo de 10 rpm a 600 rpm e ângulo de passo (β) de 0° a 10° .

Assim como nas simulações das TEEH, para as TEEV Darrieus e tipo H, as curvas apresentadas a seguir se baseiam na operação com ângulo de passo fixo em 0° para manter os pontos de operação da velocidade rotacional da turbina.

Na Figura 4.22, as diferentes curvas de potência para rotor Darrieus com 3 pás são apresentadas. Cada curva corresponde a uma faixa de velocidade do vento e os pontos destacados correspondem a pontos específicos de rotação (rpm), na sequência da esquerda pra direita: 10 rpm, 110 rpm, 210 rpm, 310 rpm, 410 rpm e 510 rpm, respectivamente.

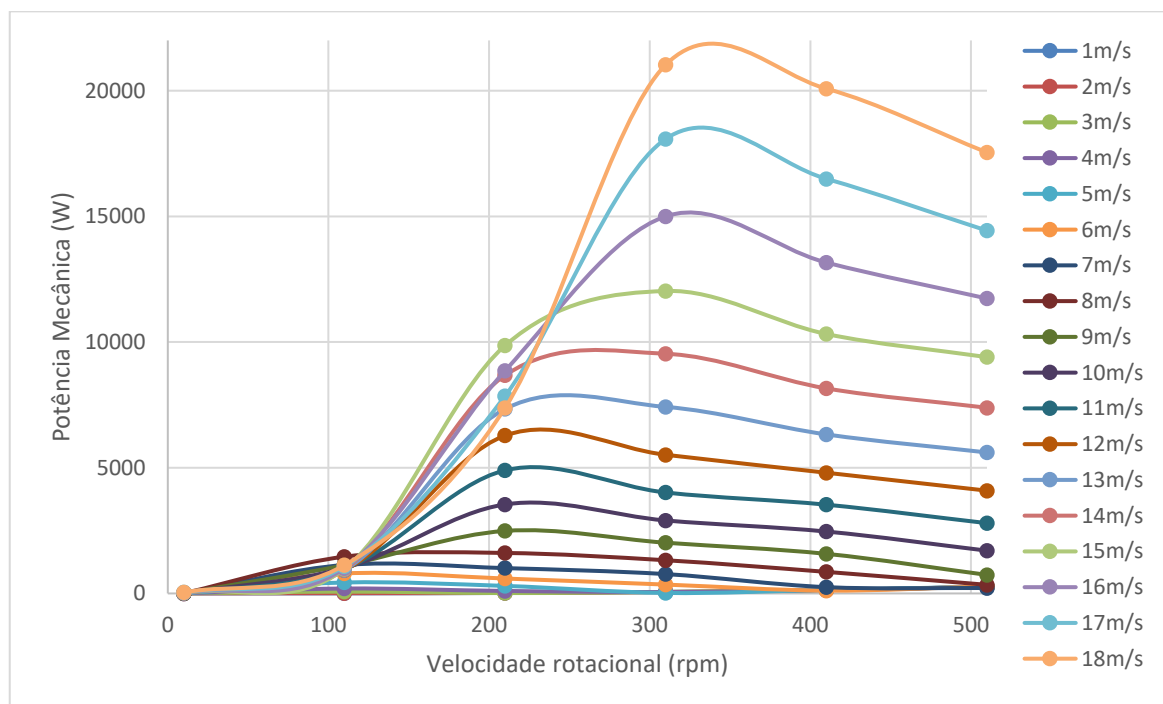
Figura 4.22 Potência mecânica gerada para o rotor Darrieus convencional.



Fonte: Autora.

Para as mesmas faixas de operação de vento e rotacional, porém com o rotor Darrieus tipo H com 3 pás, as curvas de potência geradas são apresentadas na Figura 4.23.

Figura 4.23 Potência mecânica gerada para o rotor Darrieus tipo H.

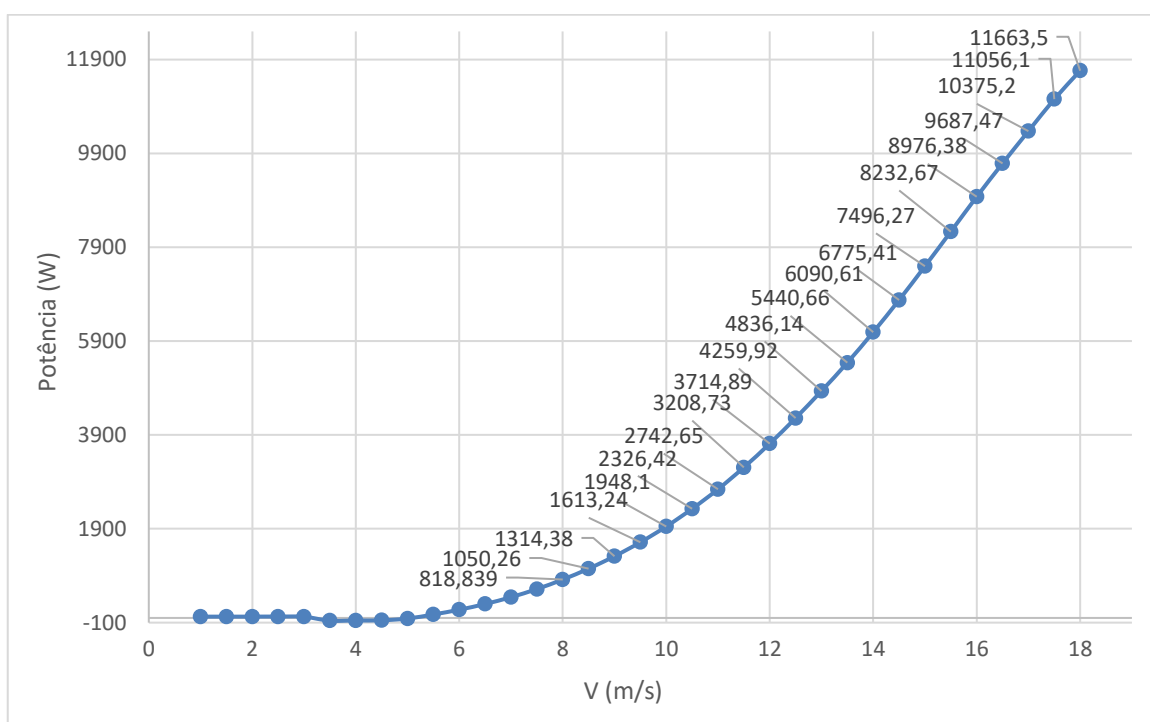


Fonte: Autora.

Para o módulo de simulação da turbina, as seguintes especificações foram consideradas para as TEEV: velocidade rotacional da turbina 300 rpm, velocidade do vento incidente de 1 m/s a 18 m/s, controle por estol, tipo de transmissão simples e altura da turbina 3 m.

Para turbina Darrieus convencional a área de varredura das pás é 5,96 m² pelo *design* e especificações das pás da turbina. Na Figura 4.24, tem-se a potência de saída pela velocidade do vento da turbina Darrieus convencional com 3 pás.

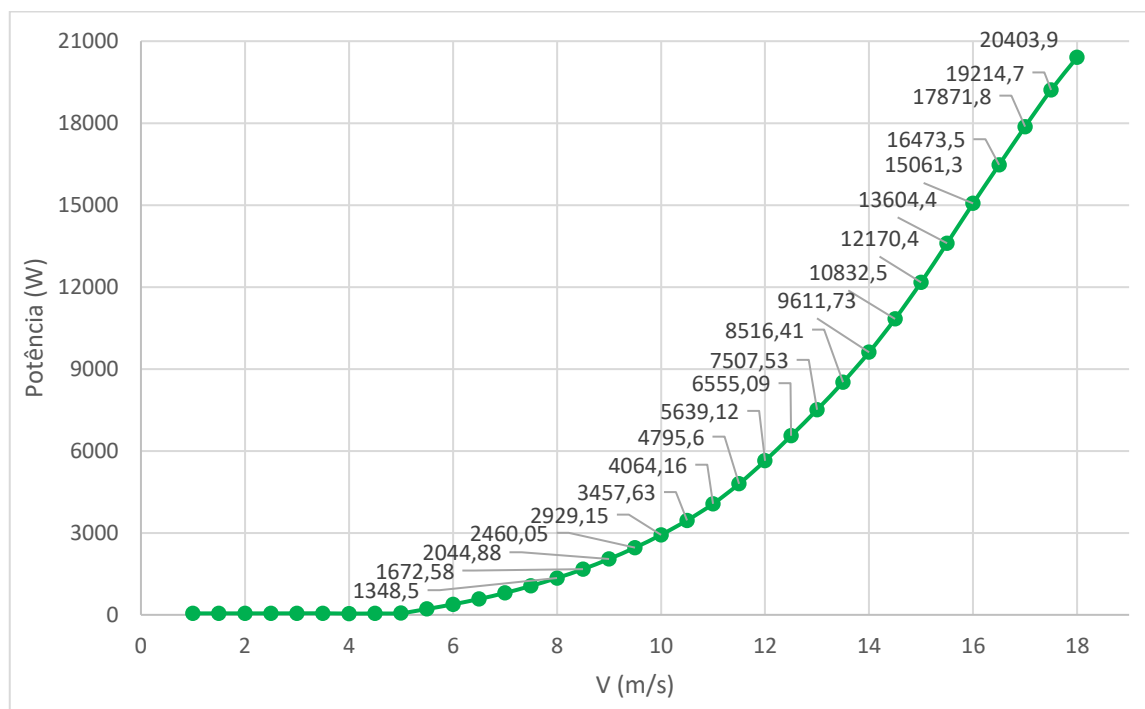
Figura 4.24 Potência de saída para o rotor Darrieus convencional com 3 pás.



Fonte: Autora.

Para turbina Darrieus tipo H a área de varredura das pás é 9 m² de acordo com o *design* das pás da turbina. Na Figura 4.25, tem-se a potência de saída pela velocidade do vento da turbina para este modelo de turbina com 3 pás.

Figura 4.25 Potência de saída para o rotor Darrieus tipo H com 3 pás.



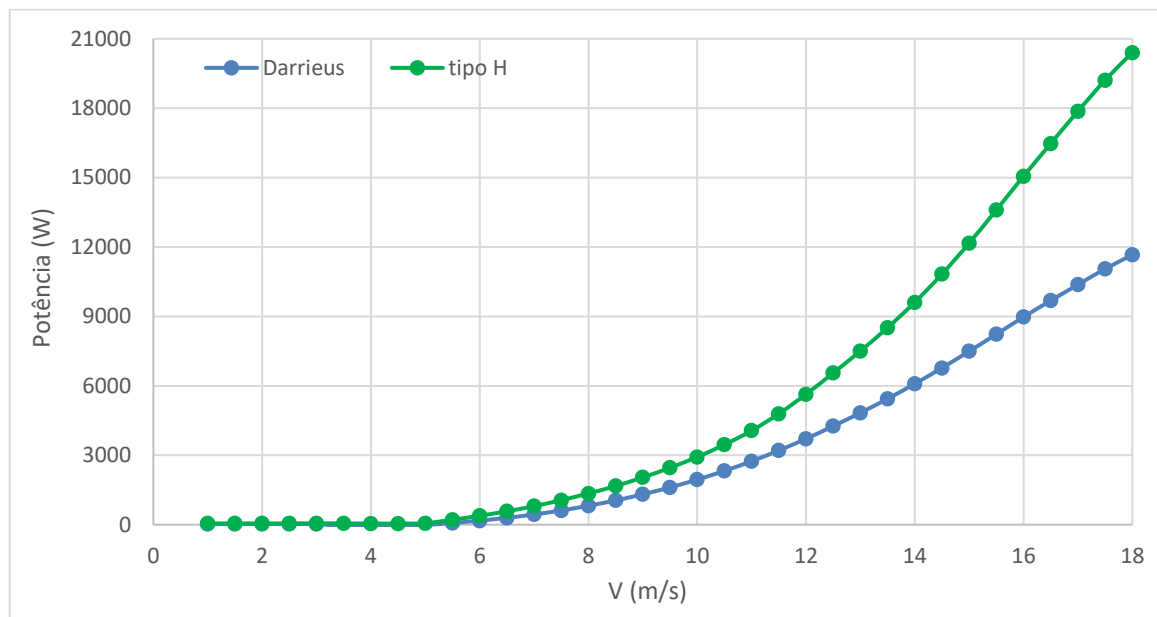
Fonte: Dados do Qblade, adaptado pela autora.

Os modelos de turbinas Darrieus simuladas possuem dimensões e área de captação do vento menores comparados com as TEEHs simuladas anteriormente. Como a área de captação (A) interfere diretamente na potência gerada, então quanto maior essa área maior o valor da potência gerada.

Contudo, o foco principal das análises das simulações abordadas neste trabalho, são as eficiências de cada tipo de turbina e de cada tipo de rotor (horizontal e vertical) simulado, baseado no perfil das pás. Conhecendo a real eficiência da conversão de tal tipo de turbina, outros parâmetros podem ser alterados pelo projetista com intuito de maximizar a potência caso se deseje.

Na Figura 4.26, é mostrado as duas curvas de potência de saída das turbinas Darrieus (azul) e tipo H (verde). As potências são na faixa de kW e a tipo H apresentou maior geração para mesma faixa de velocidade de vento.

Figura 4.26 Comparação entre as potências de saída das TEEV Darrieus e tipo H simuladas.

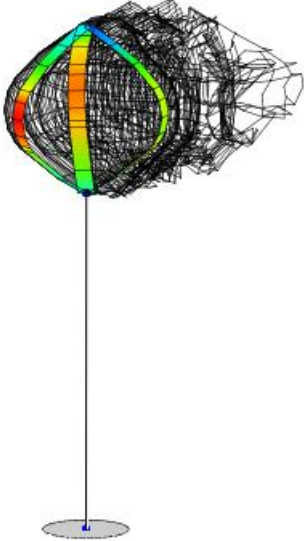
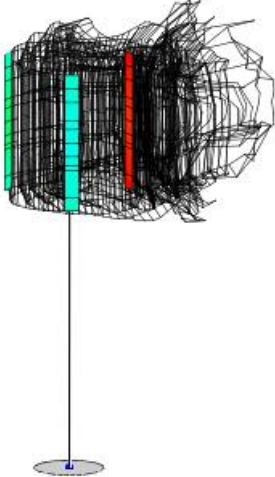


Fonte: Dados do Qblade, adaptado pela autora.

Aplicando os rotores de eixo vertical ao ambiente computacional de túnel de vento com o fluxo de vento constante em 12 m/s, velocidade rotacional das turbinas constante em 300 rpm e altura total da estrutura da turbina com 6 m.

O resultado do desempenho dos aero geradores com a eficiência e potência gerada para este regime de operação de acordo com a Tabela 4.2. A velocidade específica para ambas situações de acordo com as especificações acima é de 3,92. O número total de *time steps* de simulação é de 720 e o tempo de simulação é de 2 s, destacando-se o rastro do vórtice de esteira formado pelas pás durante o teste.

Tabela 4.2 Resultado dos rotores das TEEV- Darrieus em um túnel de vento computacional.

<i>TEEV_3 pás</i>	C_p	<i>Potência Gerada</i>
	0,234389	1,45176 kW
	0,677289	6,45159k W

Autoria própria.

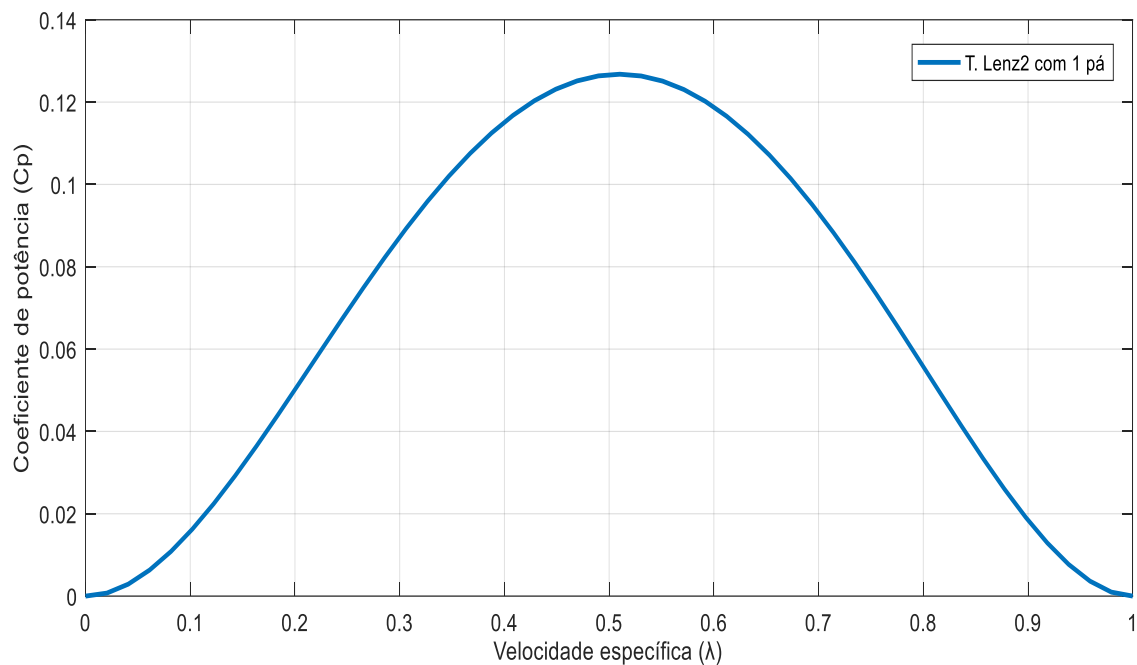
4.2.3. TEEV Lenz2 configuração com 1 e 3 pás

Com o auxílio do *script* para execução em MATLAB/OCTAVE para levantar as curvas de desempenho da turbina de eixo vertical Lenz2 com 1 e 3 pás, foram geradas as curvas normalizadas do coeficiente de potência (C_p) pela velocidade específica (λ) para um fluxo de vento constante de 9,03 m/s. Para mais detalhes dos cálculos envolvidos, ver Apêndice 7 em *calculo_cp.m*.

No gráfico da Figura 4.27, se tem a curva normalizada $C_p(\lambda)$ da simulação com para uma pá da turbina Lenz2. A eficiência máxima nesta situação é de 0,1268 aproximadamente e $\lambda = 0,5$, significa que cerca de 12,68% da energia do vento pode ser convertida em potência

mecânica. Considerando os valores para $C_a = 0,40$ e $C_s = 0,72$ para se obter o máximo valor teórico com uma pá.

Figura 4.27 Gráfico da curva normalizada $C_p(\lambda)$ para turbina Lenz2 com 1 pá, $V = 9,03$ m/s.



Fonte: Matlab, adaptado pela autora.

Para os cálculos do potencial eólico, torque e potência mecânica de saída da turbina, os valores de velocidades do vento com seus respectivos coeficientes de potência, mostrados na Tabela 4.3, foram inseridos no código calculoPeolico.m:

Tabela 4.3 Dados experimentais de uma turbina Lenz2_3 pás.

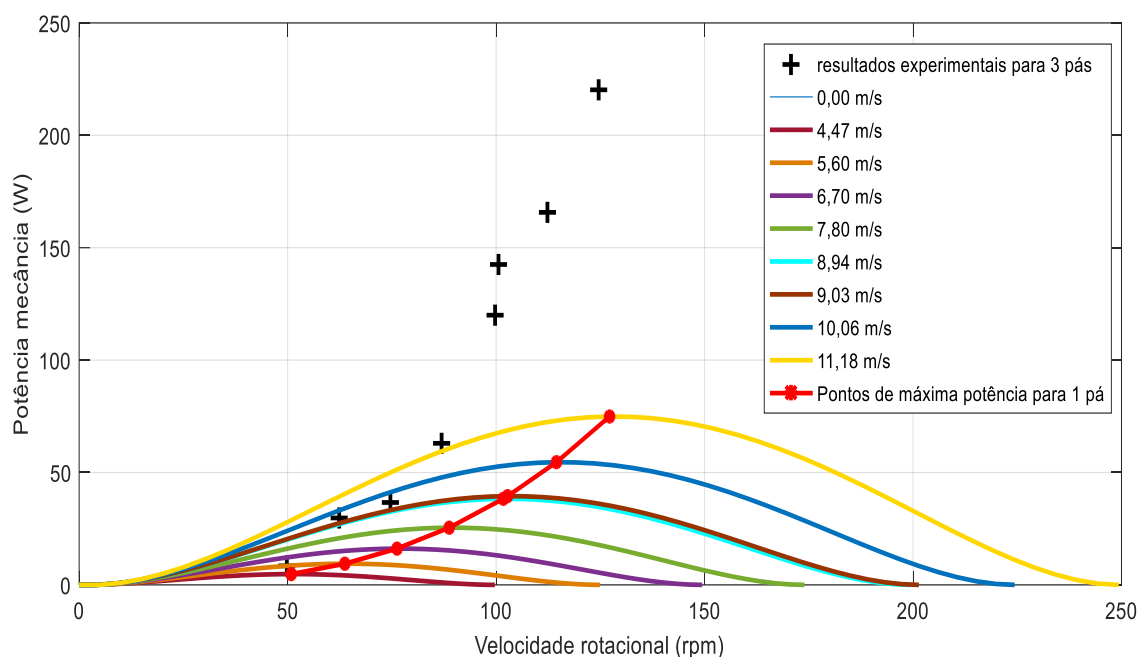
V (m/s)	C_p
0	0,0
4,47	0,18
5,60	0,33
6,70	0,24
7,80	0,26
8,94	0,33
9,03	0,38
10,06	0,32
11,18	0,31

Fonte: [2].

Na Figura 4.28, são apresentados os resultados da rotina calculoPeolico.m para a turbina Lenz2 com 1 pá, mostrando as três análises distintas. A primeira é com as curvas de potência mecânica de saída geradas para os 9 pontos de operação de vento escolhidos, a

segunda que retrata os pontos de máxima potência em vermelho e a terceira com os resultados experimentais de túnel de vento com uma turbina Lenz2 com 3 pás, porém com as dimensões do protótipo da turbina da ECOA.

Figura 4.28 Curvas de potência para várias velocidades de vento, turbina Lenz2 com 1 pá.

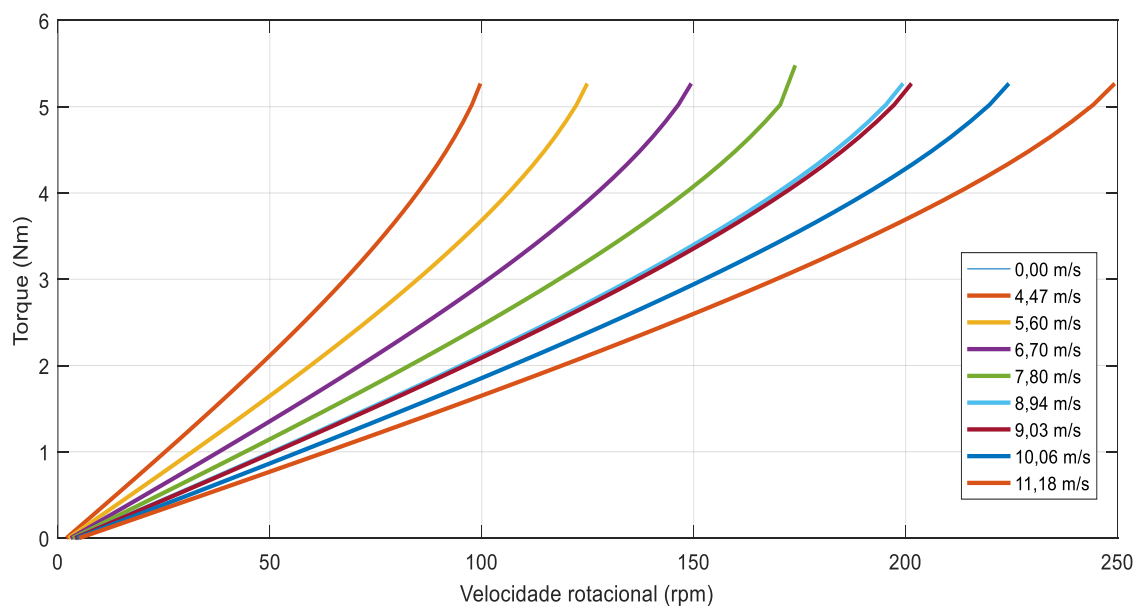


Fonte: Autora.

Como os dados calculados se baseiam em uma configuração com uma pá, as curvas de potência geradas são menores que as dos dados experimentais, pois como se viu em outros casos de simulação, o número de pás interfere diretamente na eficiência da turbina assim como na potência mecânica gerada. E como os dados experimentais são baseados em uma turbina Lenz2 com 3 pás é esperado que haja essa diferença entre os dados mostrado no gráfico da Figura 4.28.

Na Figura 4.29, as curvas de torque mecânico pela velocidade rotacional para a turbina Lenz2 com 1 pá são mostradas. Para cada faixa de operação do vento escolhido tem-se um torque relacionado.

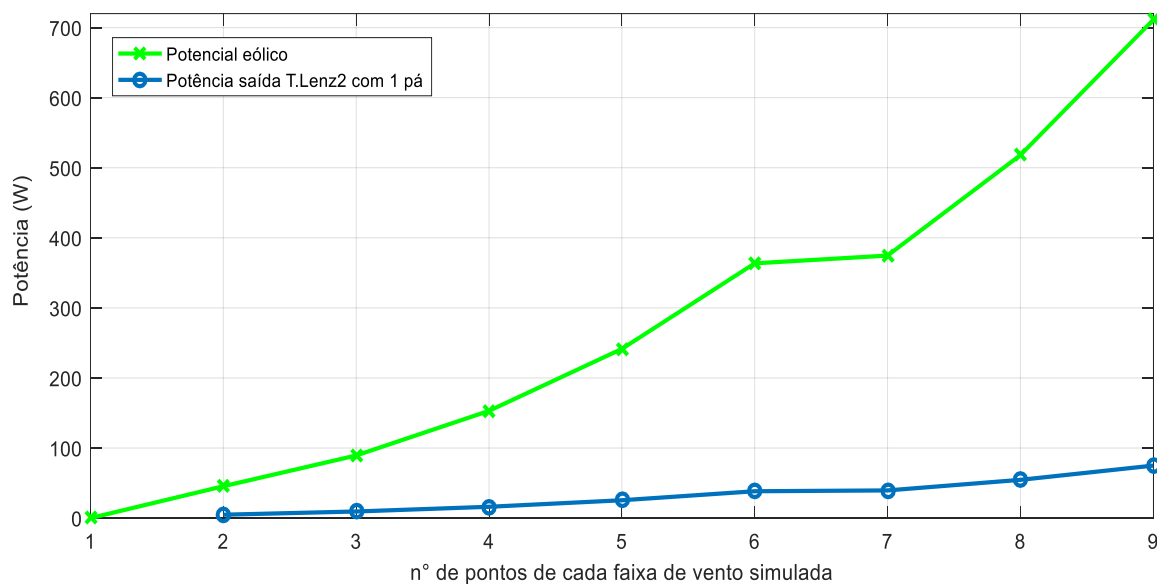
Figura 4.29 Torque mecânico para velocidades de vento especificada, Lenz2 com 1 pá.



Fonte: Autora.

Na Figura 4.30 é mostrado o gráfico com a curva do potencial eólico e a curva da potência máxima que a turbina Lenz2 com 1 pá converte. Para o cálculo do potencial do eólico utilizou-se os cálculos para o túnel de vento experimental. Enquanto que para a curva da potência mecânica, foi utilizado o cálculo teórico, ver Apêndice 7.

Figura 4.30 Gráfico do potencial eólico e da potência da turbina Lenz2 com 1 pá.



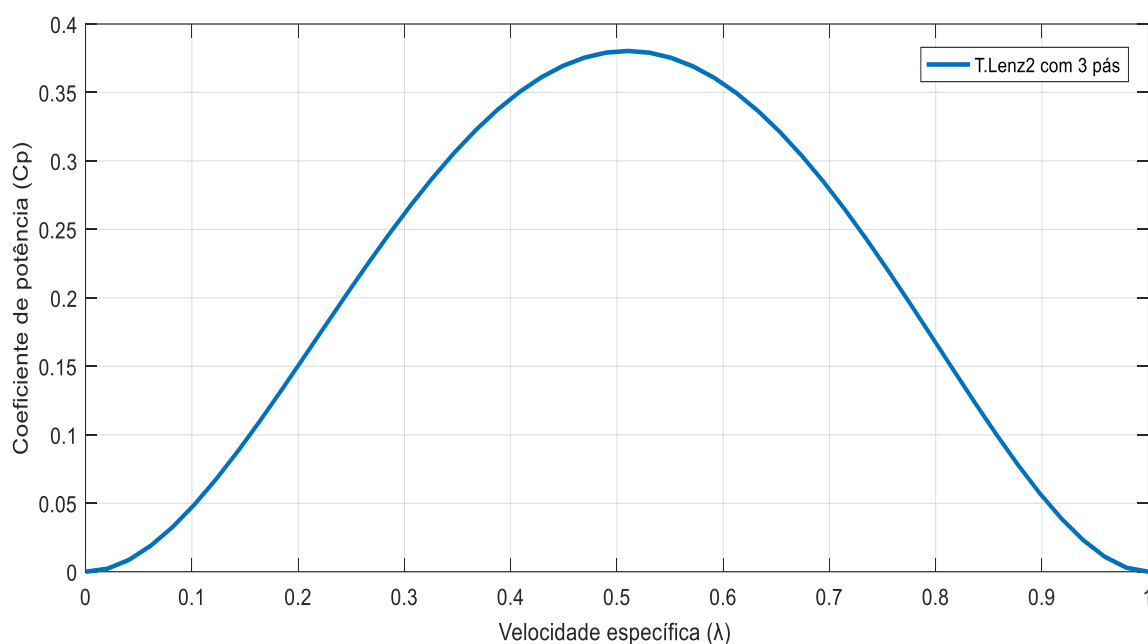
Fonte: Autora.

Observa-se que para a configuração da turbina Lenz2 com apenas 1 pá, a potência mecânica máxima de saída é de 74,90 W com velocidade rotacional de 125 rpm (ponto de operação com $V = 11,18$ m/s), enquanto o potencial eólico máximo disponível para a mesma faixa de velocidade do vento e área de varredura do protótipo da turbina da ECOA atinge 711 W. O que indica uma perda considerável da eficiência na conversão e com o número de pás da turbina.

Utilizando o mesmo processo para levantar as curvas de potência com os mesmos dados da turbina, porém para o modelo completo do protótipo da turbina Lenz2 com 3 pás, a análise do desempenho do rotor foi feita.

Na Figura 4.31 é mostrada a curva normalizada do coeficiente de potência (C_p) pela velocidade específica (λ) para o fluxo de vento constante de 9,03 m/s para turbina Lenz2 com 3 pás. O aumento do desempenho do rotor para extração de potência do vento é considerável, o C_{pmax} gerado para esse regime de vento é de aproximadamente 0,3803 para uma velocidade específica de 0,5, que condiz com resultados experimentais do trabalho [2]. Considerando $C_a = 0,40$ e $C_s = 0,72$, tem-se a conversão de 38% do potencial pela turbina nesta faixa operação do vento.

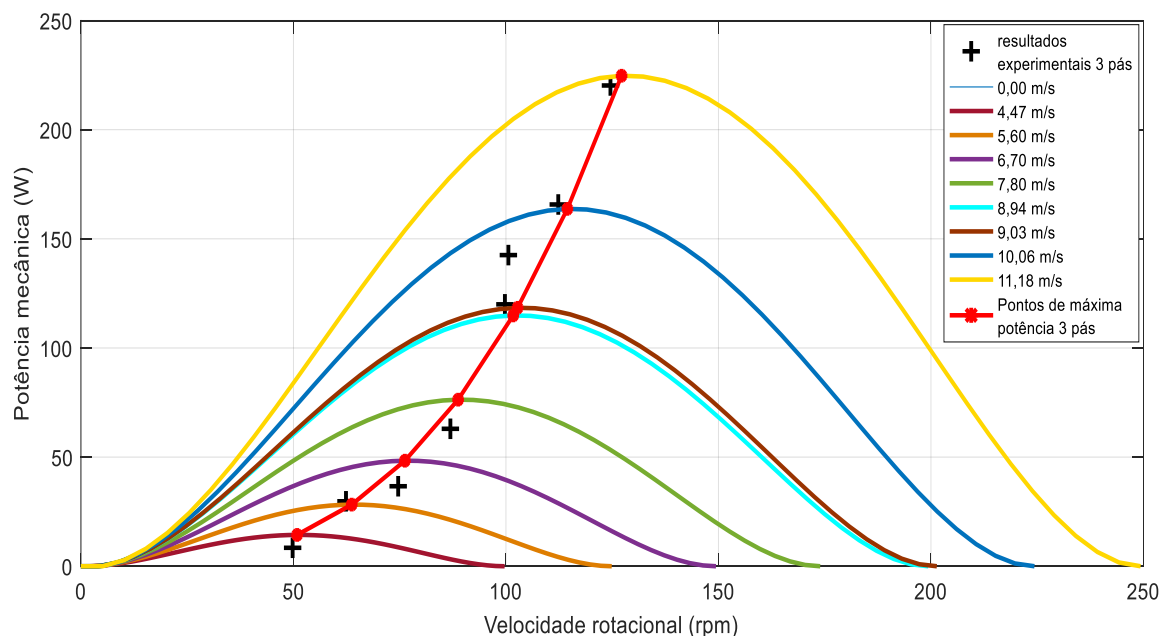
Figura 4.31 Gráfico da curva normalizada $C_p(\lambda)$ para turbina Lenz2 com 3 pás, $V = 9,03$ m/s.



Fonte: Autora.

Na Figura 4.32 são mostradas as curvas de potência para turbina Lenz2_3 pás para os pontos da Tabela 4.3, a curva com os pontos de máxima potência em vermelho e a potência mecânica de saída experimental, destacado em preto.

Figura 4.32 Curvas de potência para várias velocidades de vento, turbina Lenz2 com 3 pás.

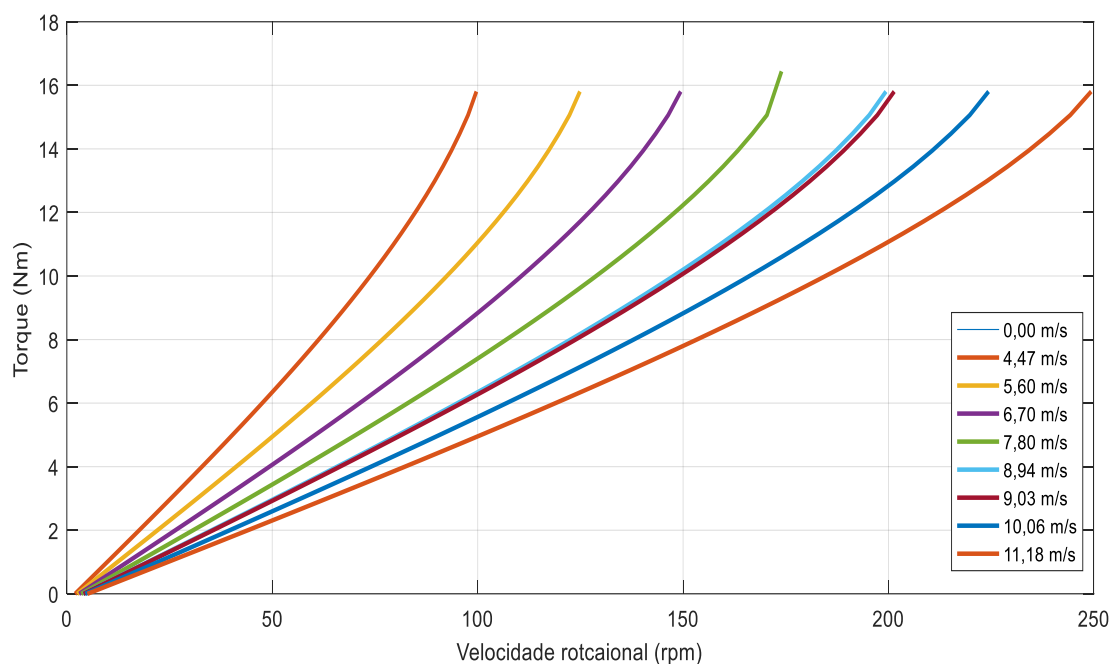


Fonte: Autora.

O aumento da potência mecânica gerada para os mesmos pontos de operação da simulação anterior está diretamente ligado ao aumento do número das pás da turbina. Outro ponto destacado é a coincidência do resultado do cálculo teórico com o experimental como se espera.

Na Figura 4.33 são mostradas as curvas de torque mecânico pela velocidade rotacional de acordo com as faixas de vento especificas na legenda. Como esperado o valor do torque é triplicado comparado com a configuração anterior.

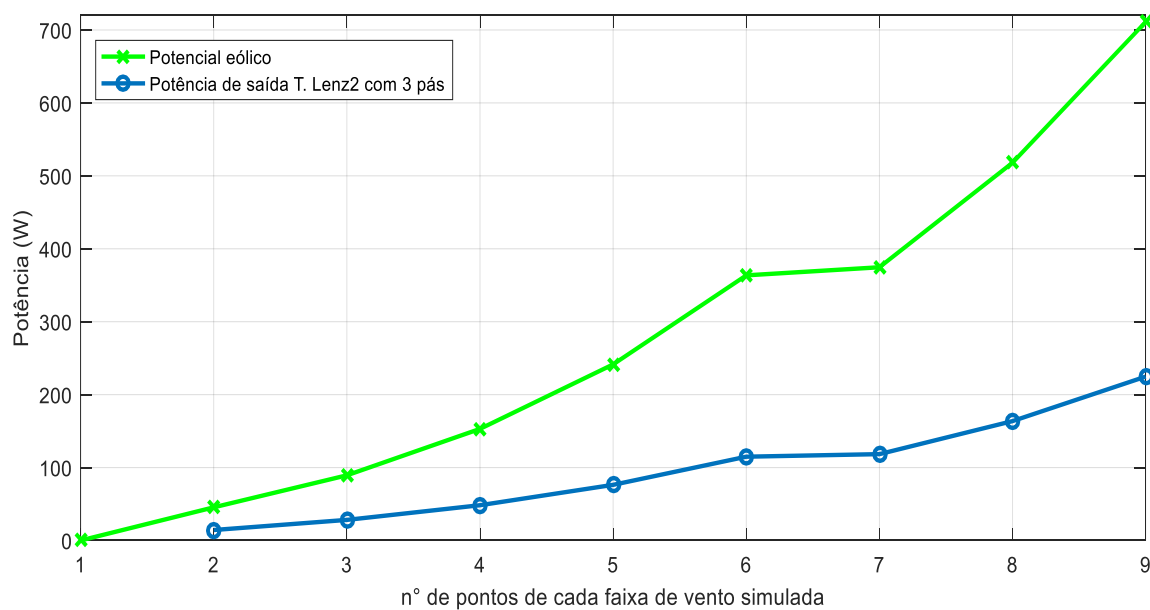
Figura 4.33 Torque mecânico para velocidades de vento especificadas, Lenz2 com 3 pás.



Fonte: Autora.

Na Figura 4.34 é mostrado o gráfico das curvas do potencial eólico e da potência máxima convertida pelo protótipo da turbina Lenz2 com 3 pás.

Figura 4.34 Gráfico do potencial eólico e da potência de saída da turbina Lenz2 com 3 pás.



Fonte: Autora.

O potencial eólico se mantém pois depende apenas da velocidade cúbica do vento, da área de varredura da turbina e da densidade do ar, e, independe do número de pás da turbina, com máximo de 711 W. A potência de saída da turbina Lenz2 com 3 pás segue os pontos máximos de potência na Figura 4.34, a máxima potência 224,7 W em para $V = 11,18$ m/s.

4.3. CONCLUSÃO DOS RESULTADOS

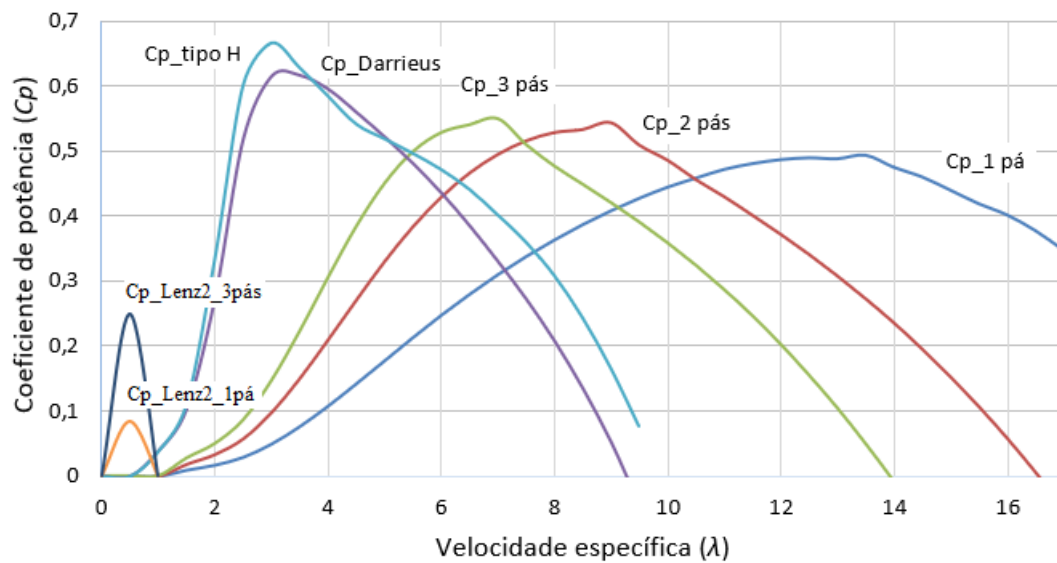
Entre as TEEHs, simuladas para a faixa de vento constante de 7 m/s, observou-se uma melhor eficiência (C_p) para o rotor com 3 pás, com cerca de 54,94% da energia do vento extraída pelo rotor, comparado com o rotor de 2 pás (54,46%) e 1 pá (49,28%). Por outro lado, para maiores faixas de velocidade específica, os rotores com 1 e 2 pás são melhores.

Entre as TEEVs Darrieus, convencional e tipo H, com 3 pás, as eficiências foram de 61% e 67% respectivamente, para uma $\lambda = 3$ e regime de vento constante de 7 m/s. Outro ponto destacado são os altos valores do coeficiente de torque para estas turbinas eólicas, confirmando o seu alto torque de partida em baixas velocidades específicas.

A turbina Lenz2 com 1 pá apresentou a menor eficiência entre todos os rotores simulados, para a faixa de velocidade de vento de 7 m/s, a extração do potencial eólico calculado ficou em torno de 8,34%. A configuração com 3 pás para esta faixa de vento por interpolação dos dados experimentais se tem um C_p de 0,25, portanto extração de 25% do potencial eólico para $\lambda = 0,5$. Para estimar os resultados das eficiências para esta velocidade tanto para configuração com 1 e 3 pás, utilizou-se o método de interpolação dos dados da Tabela 4.3. Este modelo de turbina opera em uma faixa de velocidade específica bem menor comparado aos outros modelos simulados com λ variando de 0 a 1.

Na Figura 4.35, é mostrado o gráfico com as diferentes curvas de eficiência para cada turbina eólica simulada para uma velocidade de vento constante de 7 m/s.

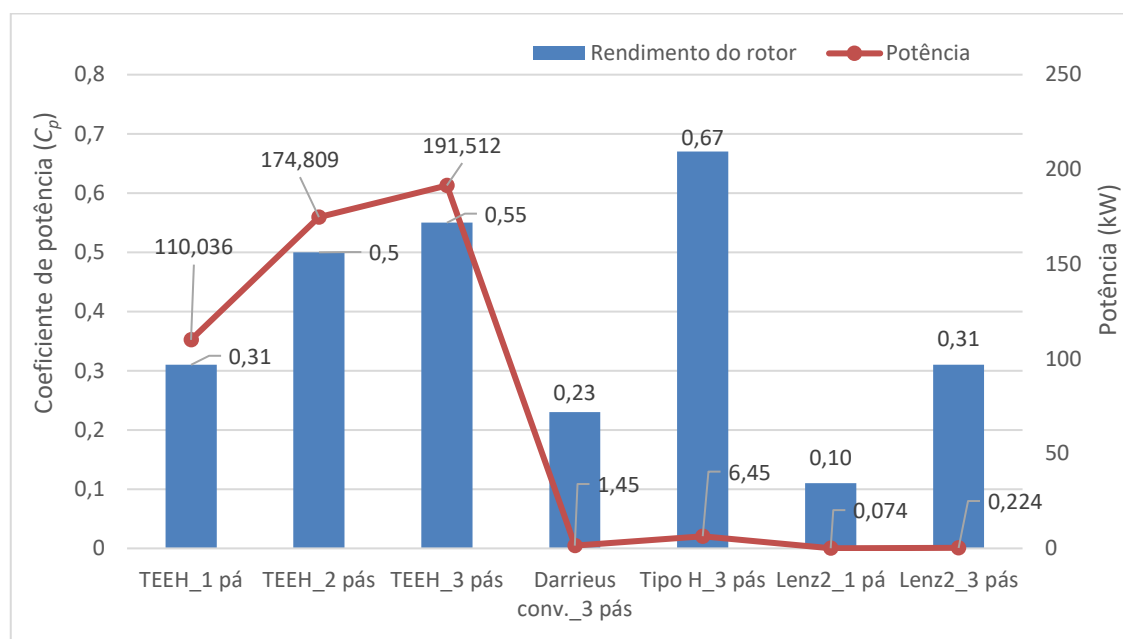
Figura 4.35 Gráfico com as curvas $C_p(\lambda)$ das turbinas simuladas, $V = 7$ m/s.



Autoria própria.

Para análise comparativa entre as eficiências das turbinas em um túnel computacional, os seguintes gráficos foram elaborados, considerando a velocidade do vento de 12 m/s para as turbinas simuladas no Qblade e 11,18 m/s no Matlab (ponto máximo da Tabela 4.3).

Na Figura 4.36, são mostradas as eficiências dos aero geradores simulados e suas respectivas potências de saída, para velocidade do vento ≈ 12 m/s.

Figura 4.36 Gráfico comparativo das eficiências das turbinas simuladas, $V \approx 12$ m/s.

Autoria própria.

Analisando o aspecto das eficiências, as turbinas de eixo horizontal com 2 e 3 pás apresentaram uma boa eficiência (50% e 55%) enquanto que a de 1 pá ficou em torno de 31%. As turbinas de eixo vertical Darrieus apresentaram eficiência de 67% (convencional) e 23% (tipo H). As turbinas tipo Lenz2 com 1 pá apresentou eficiência de 10% e com 3 pás 31%. As potências de saída são apenas apresentadas, porém como há uma grande diferença entre as dimensões das TEEHs e TEEVs, principalmente com a área de varredura (A) que interfere diretamente na potência de saída gerada, não é feita a análise comparativa entre elas neste aspecto.

5. CONCLUSÕES GERAIS

Com o auxílio dos *softwares* Qblade e MATLAB, as curvas de desempenho das turbinas eólicas de eixo horizontal e vertical (Darrieus, tipo H e Lenz2) foram obtidas para a análise preliminar dos parâmetros que envolvem o aproveitamento do potencial eólico por cada tipo de rotor.

As simulações dos rotores de turbinas eólicas em geral fazem parte das etapas de idealização e planejamento de projetos de geração. Embora os testes com as turbinas de eixo horizontal (TEEH) e vertical (Darrieus e Lenz2) sejam apenas computacionais e para certas situações, é válido para análises de desempenho de cada tipo de rotor, juntamente com o comparativo de alguns resultados experimentais conhecidos, auxiliando no entendimento da tecnologia e metodologia empregada em cada caso.

Pelos conceitos teóricos e as metodologias abordadas, os resultados foram satisfatórios e condizentes com a realidade apresentando poucos erros, dando um panorama geral do sistema eólico que se deseja criar para atender uma carga ou consumidor final.

Os resultados demonstram que as TEEHs servem para atender grandes demandas de potências como parques eólicos, com uma faixa de velocidade de vento superior à das outras. As TEEVs Darrieus e Lenz2 podem atender demandas que exigem pouca potência, geralmente em áreas urbanas, em pequenas casas ou pequenos empreendimentos. Como a velocidade rotacional depende do vento, observa-se a quantidade superior de potência mecânica gerada pelas TEEHs com velocidade rotacional de 80 rpm enquanto que as TEEVs, nos casos Darrieus, mesmo apresentando as maiores eficiências a uma velocidade rotacional de 300 rpm e no caso Lenz2_3 (125 rpm) pás até atingindo a eficiência de uma TEEH_1pá, geram menores valores de potência de saída da máquina quando submetidas ao um túnel de vento computacional.

Os rotores Darrieus (convencional e tipo H) e Lenz2, apresentam a sua máxima eficiência com baixas velocidade de vento, porém pela estrutura da turbina e perdas inerentes

a conversão o valor de potência gerado por elas do real potencial eólico calculado, cai consideravelmente.

Para trabalhos futuros na área de projetos de turbinas eólicas, pode-se utilizar os dados coletados e analisados das simulações apresentadas neste trabalho e adaptá-los a casos reais de turbinas eólicas existentes ou que se pretenda construir. Outro ponto interessante, é fazer o estudo experimental da turbina Lenz2 da ONG ECOA já em funcionamento com medições e coleta de dados em campo, pois não houve um monitoramento e análise qualitativa da energia extraída pelo rotor desde sua implementação na comunidade ribeirinha atendida por ela, e, fazer a comparação com os valores adotados nas rotinas de programação deste trabalho.

Outra análise que pode ser feita para as turbinas eólicas de eixo horizontal deste trabalho, é a comparação do tipo de controle por estol com o controle por passo e como interfere na potência de saída para o mesmo ponto de operação delas.

6. REFERÊNCIAS

- [1] K.H.Bergey, “The Lanchester-Betz limit (energy conversion efficiency factor for windmills),” *Journal of Energy*, v.3, n.6, pp. 382-384, 01 11 1979.
- [2] CATAPULT DESIGN, *Wind turbine test report*, San Francisco, Califórnia: CATAPULT DESIGN & ENGINEERS WITHOUT BORDERS, 2010.
- [3] A. E. d. S. Menezes, *APROVEITAMENTO EÓLICO PARA UMA VILA DE PESCADORES*, Rio de Janeiro, 2012.
- [4] A. S. F. e. J. G. Cardoso, “Energia eólica: tipos de geradores e conversores usados atualmente,” Maio 2014. [Online]. Available: <http://www.ieee.org.br/wp-content/uploads/2014/05/artigo-do-espaco-do-IEEE-maio-2014.pdf>. [Acesso em 30 05 2017].
- [5] D. M. e. J. Wendler, *Qblade Guidelines*, Berlin, Berlin: david.marten(at)tu-berlin.de, 2013.
- [6] P. J. A. V. Alé, *Turbinas eólicas de eixo vertical - Small Wind Turbines Workshop*, Porto Alegre, RS, 2012.
- [7] NeoSolar, “Energias renováveis ou energias alternativas,” NeoSolar, Paraíso, 2016.
- [8] ANEEL, “Aplicações Atlas Energia Eólica,” em *Energia Eólica*, 2003.
- [9] C. I. 1. C. BRASIL, “Concede isenção do ICMS nas operações com equipamentos e componentes para o aproveitamento das energias solar e eólica. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. 18 dez. 1997, Sec. 1, p. 174.,” Rio de Janeiro, 2002.
- [10] ANEEL, “O que são Bandeiras Tarifárias?,” 2016.
- [11] Wind Power, “Capacidade instalada da energia eólica atingiu 10 GW em 2016,” *Jornal GGN*, 31 08 2016. [Online]. Available: <https://jornalggm.com.br/noticia/capacidade-instalada-da-energia-eolica-atingiu-10-gw-em-2016>. [Acesso em 14 10 2016].
- [12] EPE, *Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica*, Rio de Janeiro, 2016.

-
- [13] A. B. d. Silva, *Projeto Aerodinâmico de Turbinas Eólicas*, Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.
- [14] G. M. Wenzel, *PROJETO AERODINÂMICO DE PÁS DE TURBINAS EÓLICAS DE EIXO HORIZONTAL*, Porto Alegre, Rio Grande do Sul, 2007.
- [15] R. F. Silva, *EMULAÇÃO DE UMA TURBINA EÓLICA E CONTROLE VETORIAL DO GERADOR DE INDUÇÃO ROTOR GAIOLA DE ESQUILO PARA UM SISTEMA EÓLICO*, Rio de Janeiro, RJ, 2012.
- [16] P. Carvalho, “Geração eólica,” *Imprensa Universitária*, p. 146p, 2003.
- [17] A. Cezar, “Turbina eólica,” VL1 Server NET2, 2016. [Online]. Available: <http://alexandrecezar.vl1.net2.com.br/turbinaeolica.pdf>. [Acesso em 10 04 2017].
- [18] C. Lage, “energiaeolicaufabc.blogspot.com.br,” 07 12 2011. [Online]. Available: <http://energiaeolicaufabc.blogspot.com.br/2011/12/importancia-do-potencial-eolico.html>. [Acesso em 2017].
- [19] S. V. D. C. e. B. D. Johnson, “Active load control techniques for wind turbines,” *Sandia Laboratories report*, pp. SAND 2008-4809, 2008.
- [20] PUC-Rio, Certificação Digital N°0912942/CA, “Energia Eólica,” [Online]. Available: https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/19308/19308_3.PDF. [Acesso em 2017].

7. APÊNDICE-ROTINAS DE SIMULAÇÃO

A seguir são apresentados os códigos de simulação para Turbina Lenz2 que foram desenvolvidos no Matlab para gerar as curvas de desempenho deste rotor.

Para as curvas normalizadas do coeficiente de potência (C_p) da turbina Lenz2 com 1 e 3 pás, baseado no cálculo teórico da equação (8), utilizou-se o código calculo_cp.m alterando apenas o valor b (*blade*) que corresponde ao número de pás da turbina.

calculo_cp.m

```
clear; clc;
%% Levantamento da curva normalizada de Cp pela veloc. específica
% baseado na equação teórica para TEEV, ver equação (8) do TCC
% Cp teórico
lambda = linspace (0,1,50);
for k = 1:length(lambda)
R = .4282;
h = 0.97; %%altura da pá
D = 2*R; %%diâmetro da turbina
A = h*D; %%área de varredura
v = 9,03; %% regime de vento constante
b = 3; %% n° de pás
c = .46; %% medida da linha de corda
sol= (b*c) /R; %%solidez ou fator de bloqueamento
w = lambda(k)*v/R; %%veloc.do vento constante
teta = linspace(0,2*pi,2000);
tetag = (teta*180) /pi; %em graus
vrefn = v*sin(tetag);
vrefl = v*cos(tetag) - w*R;
alpha = atan2(vrefn, vrefl);
Lx=length(alpha);
for j=1:Lx
    if (alpha(j)<0)
        alpha(j)=alpha(j)+(2*pi);
    end
end

alphaag = (alpha*180) /pi;
W = v - (w*R); %% vento relativo
```

```

Cs = .4;
Ca = .72;
Cpinsts = ((W/v). ^2). *(Cs. *sin(alpha));
Cpinsta = ((W/v). ^2). *(-Ca.*cos(alpha));
ra = Cs. /Ca;
Cpinst = ((sol*lambda(k)) /(2*pi)) *(Cpinsts + Cpinsta);
Cp(k) = (sum (Cpinst)/(2*pi)) /10;
end
plot (lambda, Cp) %curva normalizada
xlabel('\lambda')
ylabel('Cp')
grid;

```

Para as curvas do potencial eólico, potência máxima gerada, potência mecânica do rotor, torque com a variação da velocidade do vento e rotacional (rpm) baseado nos resultados de túnel de vento experimental.

calculoPeolico.m

```

%% Túnel de vento experimental
%-----parâmetros para simulação-----
rho = 1.225; %densidade do ar em kg/m3
R = 0.4282; %raio da turbina Lenz2 da ECOA
D = 2*R; %diâmetro da turbina
h =0.97; % altura da pá da turbina
A = h*D; %área varrida da turbina (LxD)

%---rendimentos do gerador e multiplicador de velocidades-----
ng = 0.9;
nm = 0.95;

%---dados de simulação experimental adotadas----
v = [0 4.47 5.6 6.7 7.8 8.94 9.03 10.06 11.18];%veloc. do vento
Cp = [0 0.18 0.33 0.24 0.26 0.33 0.38 0.32 0.31];%coef.potência
n = 0:1:100;
f =(v./(2*pi*R)) *60; %frequência de giro de uma turbina eólica
lambda = 0.5; %ponto de máxima eficiência
w = ((lambda.*v)/R)*(30/pi);% velocidade rotacional da
turbina (rpm)
Peolico = 0.5*rho*A.*v.^3;
Pmec = Cp.*Peolico;
Pe = Peolico. *Cp*ng*nm;
T = Pmec. /w;
P = T.*w;
plot (w, P, 'b')
grid no

%% Túnel de vento teórico

```

```

lambda = linspace (0,1,50);
Cp = zeros(length(v),50);
wvet = zeros(length(v),50);
torque = zeros(length(v),50);
for k = 1:length(v)
    [Cp (k, :), torque (k, :)] = calculocp (lambda, R, h,1,.46);
    wvet(k,:) = (lambda*v(k)/R)*(30/pi);
    Pmec = Cp (k, :). *Peolico(k);
    line (wvet (k, :), Pmec)
    [Pmax(k),indmax] = max(Pmec);
    wmax(k) = wvet(k,indmax);
end

line (wmax, Pmax, 'color',[1 0 0])

figure;
plot (wvet', torque')
grid on

figure;
plot(1:length(v), Peolico,1:length(v), Pmax)
grid on

```

Função chamada dentro da rotina do calculoPeolico.m para calcular e gerar as curvas baseadas nas equações teóricas da turbina (calculocp.m).

```

% function [Cp,torque] = calculocp(lambda,r,h,npas,corda)
% R = 0.4282;
% h = 0.97; %%altura da pá
% corda = .46; valor da corda

function [Cp,torque] = calculocp(lambda,R,h,npas,corda,v)

if nargin <= 3,
    npas = 1; % valor default para o n° pás
    corda = .46;
    v = 100;%%veloc.do vento cte
end
for k = 1:length(lambda)
    D = 2*R; %% diâmetro da turbina
    A = h*D; %% área varrida
    w = lambda(k)*v/R;

    sol = (npas*corda)/R;%%solidez ou fator de bloqueamento
    teta = linspace(0,2*pi,100);
    vrefn = v*sin(teta);
    vleft = v*cos(teta) - w*R;
    alpha = atan2(vrefn,vleft);
    W = v - (w*R);
    Cs = 0.1;

```

```
Ca = 0.2;
Cpinsts = ((W/v).^2).*(Cs*sin(alpha));
Cpinsta = ((W/v).^2).*(-Ca*cos(alpha));
torque(k) = npas*R*sum(Cs*sin(alpha)-Ca*cos(alpha));
Cpinst = Cpinsts + Cpinsta;
Cp(k) = ((sol*lambda(k))/(2*pi))*sum(Cpinst);
end
```