

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
ESCOLA POLITÉCNICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA DE ENERGIA
E FLUIDOS

RODOLFO CURCI PURACA

**Análise de estratégias de controle e otimização de turbinas eólicas
considerando degradação da superfície das pás**

São Paulo

2019

RODOLFO CURCI PURACA

**Análise de estratégias de controle e otimização de turbinas eólicas
considerando degradação da superfície das pás**

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Ciências pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica.

Área de concentração: Engenharia Mecânica de Energia e Fluidos

Orientador: Prof. Dr. Bruno Souza Carmo

São Paulo

2019

Autorizo a reprodução e divulgação total ou parcial deste trabalho, por qualquer meio convencional ou eletrônico, para fins de estudo e pesquisa, desde que citada a fonte.

Este exemplar foi revisado e corrigido em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, _____ de _____ de _____

Assinatura do autor: _____

Assinatura do orientador: _____

Catálogo-na-publicação

Puraca, Rodolfo Curci

Análise de estratégias de controle e otimização de turbinas eólicas considerando degradação da superfície das pás / R. C. Puraca -- versão corr. -- São Paulo, 2020.

120 p.

Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Departamento de Engenharia Mecânica.

1.TURBINA 2.VENTO 3.SIMULAÇÃO 4.OTIMIZAÇÃO RESTRITA
I.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia Mecânica II.t.

Dissertação de autoria de Rodolfo Curci Puraca, sob o título “**Análise de estratégias de controle e otimização de turbinas eólicas considerando degradação da superfície das pás**”, apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, para obtenção do título de Mestre em Ciências pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica, na área de concentração Engenharia Mecânica de Energia e Fluidos, aprovada em _____ de _____ de _____ pela comissão julgadora constituída pelos doutores:

Prof. Dr. _____
Instituição: _____
Presidente

Prof. Dr. _____
Instituição: _____

Prof. Dr. _____
Instituição: _____

Prof. Dr. _____
Instituição: _____

Resumo

PURACA, Rodolfo Curci. **Análise de estratégias de controle e otimização de turbinas eólicas considerando degradação da superfície das pás.** 2019. 119 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2019.

Nas últimas duas décadas, a capacidade instalada de produção de energia eólica vem crescendo de forma significativa no mundo e no Brasil. Dentre os componentes de uma turbina eólica, as pás são de suma importância por serem as responsáveis pela conversão da energia cinética dos ventos em energia mecânica no rotor. Seu projeto e construção são complexos, e por conta disso são componentes de alto custo. Devido a este componente ficar em operação por 20 anos, existe a degradação da superfície desta peça por causa de intempéries climáticas e erosão por partículas e insetos, o que faz sua eficiência diminuir. É proposto então realizar uma otimização com o objetivo de aumentar a produção de energia total para que se mantenha uma produção de energia com perda minimizada quando a pá está em operação degradada. Para tanto utilizaram-se ferramentas como Blade Element Momentum, para simulação da máquina; Dinâmica dos Fluidos Computacional (CFD) usando método dos volumes finitos, para simulação do aerofólio com superfície lisa e rugosa para a obtenção de coeficientes aerodinâmicos, e algoritmos de otimização como o algoritmo genético para a obtenção da melhor geometria da pá, sendo modificados as cordas dos perfis aerodinâmicos e os ângulos de torsão da pá. Empregando essa metodologia, foram obtidas pás que tinham produção anual de energia até 7% maior que as pás geradas utilizando a otimização clássica de Glauert. Assim, foi feita a otimização da geometria das pás de duas turbinas diferentes, uma com funcionamento com velocidade angular constante do rotor e outra com velocidade angular variável do rotor, de modo a otimizar a produção anual de energia (AEP). Para cada turbina foram desenvolvidas duas pás, uma otimizada considerando a condição de superfície lisa e outra otimizada considerando a condição de superfície rugosa. A conclusão segundo um indicador comparativo de AEP proposto no trabalho é que, para as pás estudadas, a otimização considerando a pá rugosa tem melhor desempenho em turbinas eólicas com velocidade de rotação fixa quando a pá trabalha em condição rugosa em 26% ou mais da sua vida útil e a otimização considerando a pá lisa tem melhor desempenho em turbinas com velocidade de rotação variável quando a pá trabalha em condição rugosa em 59% ou menos da sua vida útil. Foram realizadas também simulações em três dimensões do rotor e de uma turbina completa, utilizando a geometria da pá desenvolvida pelo instituto de pesquisa NREL. Nas simulações em três dimensões o rotor liso teve diferença percentual na potência, em relação aos testes feitos pelo NREL, de 7,4% e diferença percentual no empuxo de 9,1%. Com o rotor no estado rugoso os resultados de potência e empuxo apresentaram uma queda significativa de performance da máquina, com a potência diminuindo 2,2 MW e o empuxo diminuindo 150,5 kN. Nas simulações da turbina completa, considerando nacelle, torre, solo e perfil de camada limite atmosférica, foi observada uma queda de performance da máquina já para o estado liso, apresentando potência média de 1,1 MW e empuxo médio de 478,3 kN. Entretanto, para a turbina rugosa a queda de produção não foi tão grande obtendo potência média de 0,85 MW e empuxo médio de 451,3 kN.

Palavras-chaves: Turbina eólica. Otimização. Pá. Rugosidade. CFD.

Abstract

PURACA, Rodolfo Curci. **Analysis of wind turbine control and optimization strategies considering blade surface degradation**. 2019. 119 p. Dissertation (Master of Science) – Escola Politécnica, University of São Paulo, São Paulo, 2019.

In the last two decades, the installed capacity of wind energy production has been growing significantly in the world and in Brazil. Among the components of a wind turbine, the blades are extremely important because they are responsible for the conversion of wind kinetic energy to mechanical energy in the rotor. Their design and construction are complex, and because of this they are costly components. Due to this component being in operation for 20 years, there is surface degradation of this part due to weather and erosion by particles and insects, which makes its efficiency decrease. It is then proposed to perform an optimization with the aim of increasing total energy production to maintain minimized loss energy production when the blade is in degraded operation. For this, tools like Blade Element Momentum were used to simulate the machine; Computational Fluid Dynamics (CFD) using finite volume method to simulate the smooth and rough surface aerofoil to obtain aerodynamic coefficients, and optimization algorithms as the genetic algorithm to obtain the best blade geometry, being modified the chords aerodynamic profiles and the torsion angles of the blade. Using this methodology, blades were obtained that had annual energy production up to 7% higher than the blades generated using the classic Glauert optimization. Thus, the blade geometry of two different turbines was optimized, one operating at constant rotor angular velocity and the other at variable rotor angular velocity to optimize annual energy production (AEP). For each turbine two blades were developed, one optimized considering the smooth surface condition and the other optimized considering the rough surface condition. The conclusion according to a comparative AEP indicator proposed in this paper is that, for the studied blades, the optimization considering the rough blade has better performance in fixed rotation speed wind turbines when the blade works in rough condition at 26% or more of its life and optimizing considering the smooth blade has better performance in turbines with variable rotation speed when the blade works in rough condition at 59% or less of its service life. Simulations were also performed in three dimensions of the rotor and a complete turbine, using the blade geometry developed by the research institute NREL. In the three-dimensional simulations, the smooth rotor had a percentage difference in power compared to NREL tests of 7.4% and a percentage difference in thrust of 9.1%. With the rotor in the rough state the power and thrust results showed a significant decrease in machine performance, with power decreasing 2,2 MW and thrust decreasing 150,5 kN. In the simulations of the complete turbine, considering nacelle, tower, ground and atmospheric boundary layer profile, it was observed a performance decrease of the machine already in the smooth state, presenting average power of 1,1 MW e average thrust of 478.3 kN. However, for the rough turbine the production drop was not so great obtaining average power of 0.85 MW and average thrust of 451.3 kN.

Keywords: Wind turbine. Optimization. Blade. Roughness. CFD.

Lista de figuras

Figura 1 – Crescimento da energia eólica no Brasil	16
Figura 2 – Capacidade instalada por estado	17
Figura 3 – Tipos de aerogeradores de eixo vertical (a) Aerogerador do tipo Savonius (b) Aerogerador do tipo Darrieus	18
Figura 4 – Tipos de aerogeradores de eixo horizontal. (a) uma pá (b) duas pás (c) três pás (d) múltiplas pás	18
Figura 5 – Componentes da Nacelle: 1 – Pás; 2 – Hub; 3 – Entrada de ar; 4 – Acoplamento do rotor; 5 – Eixo do rotor; 6 – Caixa de velocidades; 7 – Freio; 8 – Eixo do gerador; 9 – Gerador; 10 – Radiador; 11 – Anemômetro e Wind Vane; 12 – Sistema de controle; 13 – Sistema hidráulico; 14 – Mecanismo de orientação direcional; 15 – Acoplamento do mecanismo de orientação direcional; 16 – Nacelle; 17 -Torre	19
Figura 6 – Esquematização das forças em um aerofólio	20
Figura 7 – Ilustração da montagem de uma pá	21
Figura 8 – Parcela de ar se movendo em direção à turbina eólica	26
Figura 9 – Comparação da massa específica do ar variando altura e temperatura	28
Figura 10 – Modelo utilizado para cálculo de potência	29
Figura 11 – Gráfico do limite de Betz	32
Figura 12 – Modelo do elemento anular usado no BEM	33
Figura 13 – Velocidades da seção da pá no plano do rotor	34
Figura 14 – Forças da seção da pá no plano do rotor	35
Figura 15 – Distribuição de força na pá	37
Figura 16 – Correção do coeficiente de empuxo para altos valores do fator a	38
Figura 17 – Fator de indução axial flutuando entre iterações	41
Figura 18 – Fator de indução axial amortecido	41
Figura 19 – Triângulo de velocidades mostrando as velocidades induzidas para um perfil com pequeno ângulo de ataque	43
Figura 20 – Degradação da pá de uma turbina eólica em (a) causada por aderimento de insetos e sujeiras e em (b) por erosão	46
Figura 21 – Perda de potência causada por aumento de rugosidade	47

Figura 22 – Distribuição das partículas de aspereza	47
Figura 23 – Bordo de ataque deformado por erosão	49
Figura 24 – Coeficientes de sustentação e arrasto para o perfil $DU - 96 - W - 180$ nas situações: liso, rugoso, erodido e resultados experimentais liso e rugoso	49
Figura 25 – Classificação dos métodos meta-heurísticos	50
Figura 26 – Esquematização do algoritmo genético	51
Figura 27 – Esquematização do simplex	53
Figura 28 – Volume de controle e suas notações para um malha 2D	60
Figura 29 – Esquema do funcionamento do solver SIMPLE	65
Figura 30 – Esquema do funcionamento do solver PISO	67
Figura 31 – Malha utilizada	70
Figura 32 – Detalhamento da malha	71
Figura 33 – Dimensões da malha utilizada no rotor	73
Figura 34 – Detalhe da malha utilizada no rotor	73
Figura 35 – Seções da pá do modelo tridimensional do rotor NREL	74
Figura 36 – Dimensões da malha utilizada na turbina completa	76
Figura 37 – Detalhe da malha utilizada no turbina completa	77
Figura 38 – Estruturação das otimizações e dos resultados	78
Figura 39 – Fluxograma dos processos do algoritmo no Matlab para otimizações das pás	81
Figura 40 – Comparação entre as simulações obtidas pelo OpenFoam com resultados experimentais obtidos por NREL e Abbot para o aerofólio no estado liso	84
Figura 41 – Comparação entre as simulações obtidas pelo OpenFoam com resultados experimentais obtidos por NREL para o aerofólio no estado rugoso . . .	85
Figura 42 – Gráfico de dispersão para aerofólio liso	86
Figura 43 – Gráfico de dispersão para aerofólio rugoso	86
Figura 44 – Comparação da curva de potência da turbina de 5MW do NREL, com o algoritmo BEM, com o resultado do NREL e com o resultado do software QBlade	87
Figura 45 – Erro percentual de potência	87
Figura 46 – Distribuição de a e a' ótimos para a pá	88
Figura 47 – Distribuição da torção e corda da pá ótimas para a pá	89
Figura 48 – Distribuição da corda real(a) e torção real(b) da pá para superfície lisa	90

Figura 49 – Projeção tridimensional da geometria da pá	91
Figura 50 – Curva de potência e coeficiente de potência da geometria inicial	91
Figura 51 – Parametrização da corda e da torção da pá e seus limites inferior e superior	92
Figura 52 – Comparação das geometrias das pás otimizada lisa e rugosa para turbina com rotação fixa	93
Figura 53 – Comparação das geometrias das pás otimizada lisa e rugosa para turbina com rotação variável	94
Figura 54 – Comparação em 3D das geometrias das pás otimizadas lisa e rugosa para a turbina com rotação fixa	95
Figura 55 – Comparação em 3D das geometrias das pás otimizadas lisa e rugosa para a turbina com rotação variável	96
Figura 56 – Comparação entre as otimizações e os estados das pás para turbina com rotação fixa	97
Figura 57 – Comparação entre as otimizações e os estados das pás para turbina com rotação variável	98
Figura 58 – Comparação da diferença de potência entre as otimizações e as turbinas	99
Figura 59 – Comparação do indicador de AEP médio para turbina eólica de rotação fixa	99
Figura 60 – Comparação do indicador de AEP médio para turbina eólica de rotação variável	100
Figura 61 – Curvas de operação da turbina de rotação fixa	102
Figura 62 – Curvas de operação da turbina de rotação variável	103
Figura 63 – Comparação das potências obtidas da simulação dos rotores liso e rugoso	105
Figura 64 – Isocontornos da velocidade na coordenada x	106
Figura 65 – Comparativo da razão velocidade de esteira entre o rotor no estado liso e no estado rugoso	107
Figura 66 – Velocidade relativa para o rotor	109
Figura 67 – Comparação das potências obtidas da simulação das turbinas lisa e rugosa	110
Figura 68 – Isocontornos da velocidade na coordenada x	111
Figura 69 – Comparativo da razão velocidade de esteira entre a turbina no estado liso e no estado rugoso e perfil de velocidades antes e depois da turbina	111
Figura 70 – Velocidade relativa da turbina no estado liso	112

Figura 71 – Velocidade relativa da turbina no estado rugoso 112

Lista de tabelas

Tabela 1 – Leilões governamentais	16
Tabela 2 – Participação de custo de cada componente em uma turbina eólica de 5 MW	22
Tabela 3 – Comparação de malhas para a simulação do perfil NACA 4415	83
Tabela 4 – Comparação de malhas para a simulação do rotor	104

Lista de abreviaturas e siglas

TCU	Tribunal de Contas da União
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ABEEólica	Associação Brasileira de Energia Eólica
PROEÓLICA	Programa Emergencial de Energia Eólica
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
LER	Leilão de Energia de Reserva
LFA	Leilão de Fontes Alternativas
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ABDI	Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial
BEM	Blade Element Momentum
AEP	Annual Energy Production
CFD	Computational Fluid Dynamics
RANS	Reynolds-Avareged Navier-Stokes
SST	Shear Stress Transport
SIMPLE	Semi-Implicit Method for Pressure-Linked Equations
PISO	Pressure-Implicit with Splitting of Operators
NREL	National Renewable Energy Laboratory

Sumário

1	Introdução	14
1.1	<i>Energia eólica no Brasil</i>	15
1.2	<i>Tecnologia dos Aerogeradores</i>	17
1.3	<i>Revisão Bibliográfica</i>	22
1.4	<i>Objetivos</i>	24
1.5	<i>Contribuição da pesquisa</i>	24
2	Fundamentos	26
2.1	<i>Potência de uma turbina eólica</i>	26
2.2	<i>Formulação do Blade Element Momentum (BEM)</i>	32
2.2.1	Correções	38
2.2.2	Algoritmo para solução da formulação do BEM	40
2.3	<i>Cálculo do AEP</i>	42
2.4	<i>Otimização clássica da pá</i>	42
2.5	<i>Degradação da pá</i>	45
2.6	<i>Otimização genética</i>	49
2.7	<i>Otimização simplex</i>	52
2.8	<i>Curva de Bézier</i>	53
3	Metodologia	55
3.1	<i>OpenFoam</i>	55
3.1.1	Equações governantes do escoamento	56
3.1.2	Turbulência	56
3.1.3	Modelo $k-\omega$ SST	57
3.1.4	Equação de Navier-Stokes para desenvolvimento dos métodos de volumes finitos	58
3.1.5	Aproximação das integrais de superfície	59
3.1.6	Aproximação das integrais de volume	61
3.1.7	Interpolações e diferenciações utilizadas	61
3.1.8	Condições de contorno utilizadas	62
3.1.9	Método SIMPLE steady	65

3.1.10	Método PIMPLE unsteady	66
3.1.11	Método numérico utilizado para simulação do aerofólio NACA 4415	69
3.1.12	Método numérico utilizado para simulação do rotor da turbina NREL 5 MW	70
3.1.13	Método numérico utilizado para simulação da turbina completa NREL 5 MW	75
3.2	<i>Matlab</i>	78
4	Resultados	82
4.1	<i>Comparação de dados aerodinâmicos</i>	82
4.2	<i>Validação do código BEM</i>	83
4.3	<i>Projeto da pá</i>	88
4.3.1	Geometria Inicial	88
4.3.2	Geometrias otimizadas	89
4.3.3	Comparação das Curvas de Potência	94
4.3.4	Comparação do indicador do AEP médio	97
4.3.5	Fase com controle de pitch	100
4.4	<i>Resultados da simulação do Rotor</i>	104
4.5	<i>Resultados da simulação da Turbina completa</i>	106
5	Conclusão	113
	Referências Bibliográficas	116

1 Introdução

A energia elétrica é a base do mundo moderno, pois toda a sociedade tem extrema necessidade de consumo da mesma, sendo utilizada em toda a cadeia econômica, diretamente ou indiretamente. As implicações econômicas e sociais da falta de energia podem ser exemplificadas pelo blecaute no nordeste dos Estados Unidos da América, em 2003 que afetou 50 milhões de pessoas e provocou um prejuízo de US\$6,4 bilhões (ANDERSON; GECKIL, 2003). Blecautes podem ser causados pelo déficit de energia, em que a energia gerada é menor que a consumida, cenário que ocorreu em 2001 no Brasil, em decorrência da falta de chuva e de investimento do governo no setor energético brasileiro (GOLDEMBERG, 2009), majoritariamente hidroelétrico, e que segundo TCU (2014), custou R\$45,2 bilhões, valor atualizado pelo IGP-M.

O Brasil, após entrar num período de estiagem entre 2013 e 2015, teve sua matriz energética fragilizada necessitando religar usinas termoelétricas, o que elevou o preço de energia, impactando a economia brasileira, além de colocar em dúvida a exemplar matriz de energia renovável brasileira. Com isto, percebeu-se a necessidade de diversificar as fontes energéticas e uma das formas de obtenção de energia que vem crescendo rapidamente é a energia eólica (RINGER, 2014).

Até fevereiro de 2019 estão instalados no Brasil 14,71 GW de energia eólica, sendo a terceira colocada entre as fontes na matriz brasileira. Devido ao seu desenvolvimento, existem 56 empreendimentos em construção com capacidade total de 1,1 GW, segundo dados do Banco de Informações da ANEEL (BIG-ANEEL, 2019). A expectativa de crescimento em cinco anos é atingir a marca de 19,4 GW (ABEEÓLICA, 2019).

Estima-se que o potencial eólico brasileiro é de 500 GW, considerando as tecnologias de aerogeradores atuais e não levando em conta o potencial eólico offshore da costa do Brasil. Segundo especialistas a estimativa do Atlas Eólico Brasileiro é tímida e apresenta somente 143 GW (Investe São Paulo, 2015). Para que se atinja tal potencial é preciso realizar um aprofundado estudo do comportamento do vento, que inclui, por exemplo, a medição da velocidade mínima, máxima e média, direção predominante do vento, distribuição das frequências de velocidades, estudos de turbulência e análise das velocidades no perfil vertical. É necessário também selecionar o aerogerador mais apropriado ao tipo do vento. Os fabricantes têm em seu portfólio diferentes modelos de aerogeradores, em que variam a

altura do hub, diâmetro do rotor, tipo de fundação e de torre, desenho e número de pás, formas de controle de posicionamento de direção (yaw) e passo das pás (pitch), velocidades específicas máximas e mínimas, capacidade de resistência a condições turbulentas, além de formas de transmissões da energia mecânica das pás para os geradores. Assim, a partir dos estudos de caracterização do vento e dos tipos de aerogeradores disponíveis no mercado, considerando as características e o funcionamento de cada um deles, é possível selecioná-los e posicioná-los nos melhores locais, acarretando melhor eficiência produtiva, ou seja, maior capacidade de potência do aerogerador e maior fator de capacidade do parque.

1.1 Energia eólica no Brasil

Em 1992 foi instalado o primeiro aerogerador em território brasileiro, localizado no arquipélago de Fernando de Noronha, com 23 m de altura de torre, 17 m de diâmetro de rotor e equipado com um gerador assíncrono de 75 kW (ANEEL, 2005). Após a instalação do aerogerador pioneiro, outras turbinas eólicas foram instaladas em outras localidades no Brasil, porém todas com o intuito de pesquisa e teste das máquinas. Isto ocorreu em decorrência da falta de políticas e, principalmente, pelo alto custo de construção (KAWANA, 2014). Em 2001, durante a crise energética, o governo criou um programa para fomentar a construção de parques eólicos, o Programa Emergencial de Energia Eólica (PROEÓLICA), que tinha como objetivo a construção parques eólicos com capacidade somada de 1050 MW. Este programa, porém, não obteve sucesso e foi procedido pelo Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), o que conseguiu contratar 53 parques, totalizando 1303,7 MW (ABEEÓLICA, 2018). Depois do bem-sucedido PROINFA em 2008, o governo criou o Leilão de Energia de Reserva (LER), o primeiro voltado exclusivamente para a energia eólica, com objetivo de contratar uma quantidade de energia além da estimada para a demanda do país, com o intuito de fortalecer a matriz energética do Brasil (ABEEÓLICA, 2018). Em 2010, foi criado o Leilão de Fontes Alternativas (LFA), que englobava, além da energia eólica, outras energias renováveis. A Tabela 1, mostra a potência e o número de parques contratados para cada leilão, desde o PROINFA.

Na figura 1 é mostrado o crescimento da energia eólica no país, anualmente, e pode-se observar o seu crescimento após a crise energética de 2001. A quantidade de

Tabela 1 – Leilões governamentais

Leilão	PROINFA	LER 2009	LER 2010	LFA 2010	LER 2011	A-3 2011
Potência [MW]	1303,7	1904,8	545,2	1522,1	861,5	1056,3
de Parques	53	71	20	50	34	44

Leilão	A-5 2011	A-5 2012	LER 2013	A-3 2013	A-5 2013	A-3 2014
Potência [MW]	998,0	249,6	1494,1	851,0	2337,8	551,0
de Parques	40	9	66	39	97	21

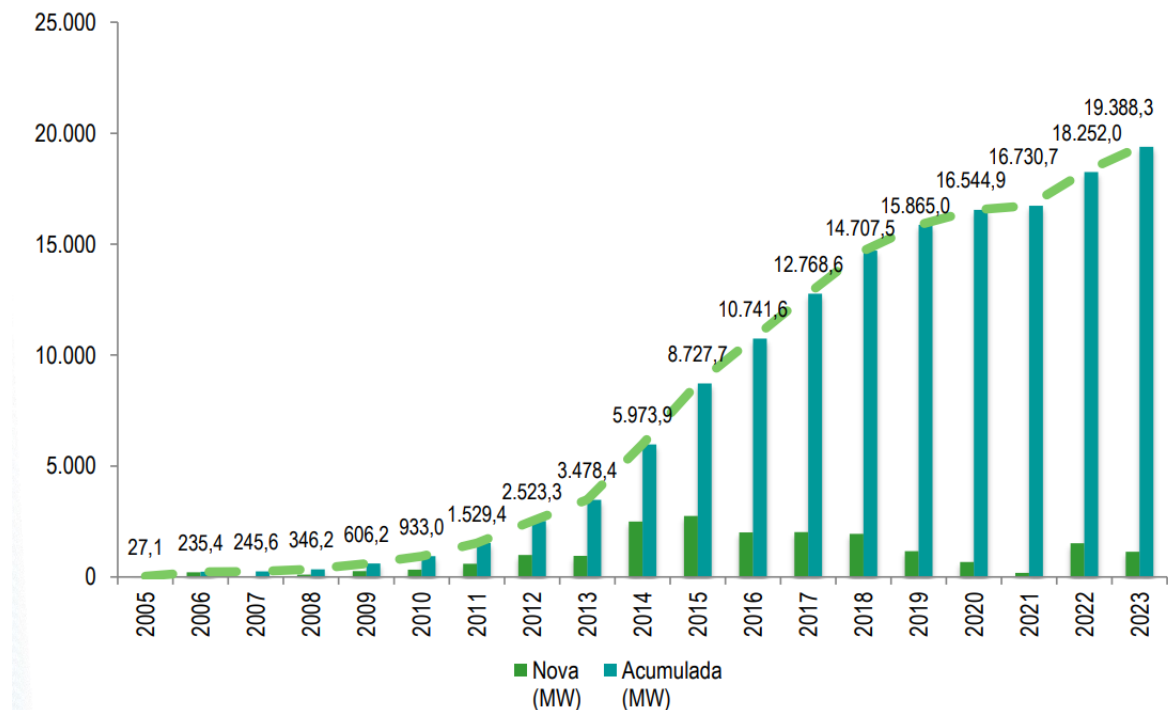
Leilão	LER 2014	A-5 2014	LFA 2015	A-3 2015	LER 2015	A-4 2017
Potência [MW]	763,1	926,0	90	538,8	551,3	64
de Parques	31	36	3	19	20	2

Leilão	A-6 2017	ACL	P&D
Potência [MW]	1386,6	3587,5	2,1
de Parques	49	169	1

Fonte: (ABEEÓLICA, 2018)

projetos aprovados nos leilões e a frequência com que foram realizados fizeram a energia eólica crescer, tendo projetos já planejados e aprovados até 2023, quando a capacidade de potência instalada acumulada atingirá 19388,3 MW (ABEEÓLICA, 2019).

Figura 1 – Crescimento da energia eólica no Brasil

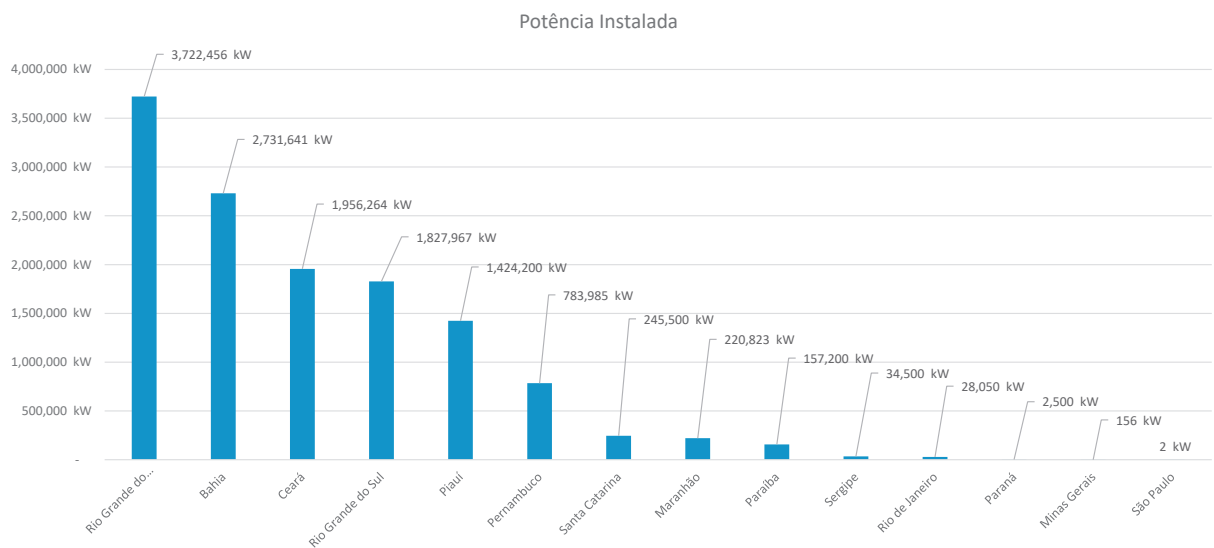


Fonte: (ABEEÓLICA, 2019)

Grande parte dos parques eólicos estão instalados na região sul e na região nordeste, devido às condições climáticas que propiciam velocidades de vento que tornam os empre-

endimentos competitivos. A região Sudeste e a região Norte são pouco exploradas, tendo a região Sudeste alguns parques eólicos instalados com o objetivo de pesquisa e parques eólicos privados. A região Sul foi pioneira nos grandes parques eólicos comercializáveis, tendo o estudo da área iniciado em 1999, participação e aceitação no PROINFA em 2004, início das obras em 2005 e conclusão do primeiro parque eólico em 2006, sendo produzidos 150 MW (VENTOS DO SUL, 2015). A região Nordeste teve um rápido crescimento, ultrapassando a região Sul, sendo produzidos em 2018 7,180 GW, contando com 76,3% do número de parques instalados no Brasil, contra 2,204 GW da região Sul com 23,4% dos parques instalados. A figura 2, mostra o potencia instalada por estado e pode-se observar que os que têm maior potência instalada são o Rio Grande do Norte, com 3,722 GW, e a Bahia, com 2,731 GW.

Figura 2 – Capacidade instalada por estado



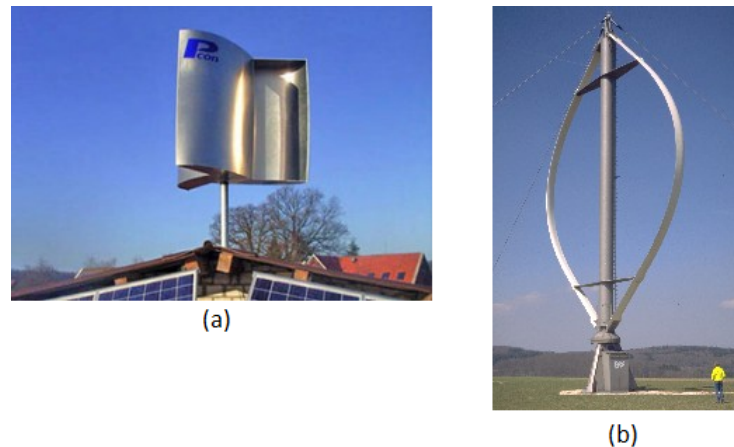
Fonte: (BIG-ANEEL, 2019)

1.2 Tecnologia dos Aerogeradores

O aerogerador, também chamado de turbina eólica, é uma máquina mecânica que converte a energia cinética dos ventos em energia elétrica, por meio da rotação das pás. Existem dois tipos principais de turbinas eólicas, as verticais e as horizontais. As de eixo vertical podem funcionar com a força de arrasto do vento, como o aerogerador do tipo Savonius (3a), ou com a sustentação gerada pelo vento que incide nas pás, como o tipo

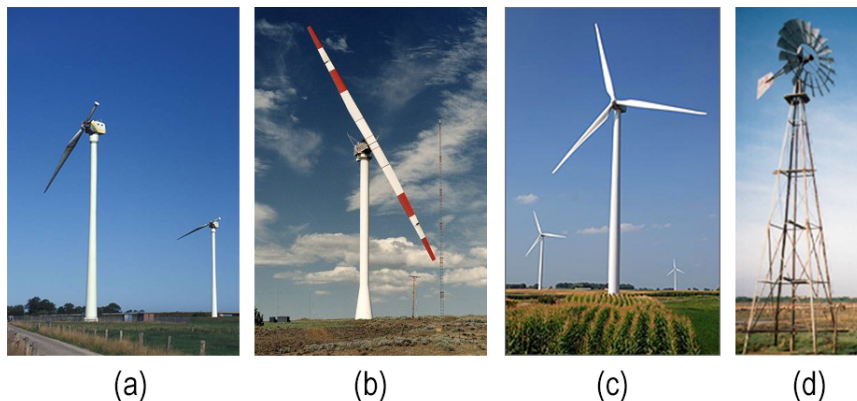
Darrieus (3b) (MONTEZANO, 2007). Também os aerogeradores de eixo horizontal podem trabalhar com o arrasto e com a sustentação gerada pela pá, tendo este último uma eficiência maior, podendo ter uma, duas, três ou mais pás. As turbinas eólicas horizontais com uma pá têm a vantagem de serem mais baratas e produzirem menor arrasto, porém sofrem com a fadiga por vibração devido ao difícil balanceamento. Os aerogeradores com duas pás não são muito difundidos pelo mercado devido a alta rotação que devem ser operados e sua menor eficiência. Os mais difundidos comercialmente são as turbinas eólicas de eixo horizontal com três pás, devido ao melhor balanceamento (MATHEW, 2006). Estas variações de turbinas são mostradas na figura 4.

Figura 3 – Tipos de aerogeradores de eixo vertical (a) Aerogerador do tipo Savonius (b) Aerogerador do tipo Darrieus



Fonte: (a) (NETZEROGUIDE, 2013) (b) (REUK, 2015)

Figura 4 – Tipos de aerogeradores de eixo horizontal. (a) uma pá (b) duas pás (c) três pás (d) múltiplas pás

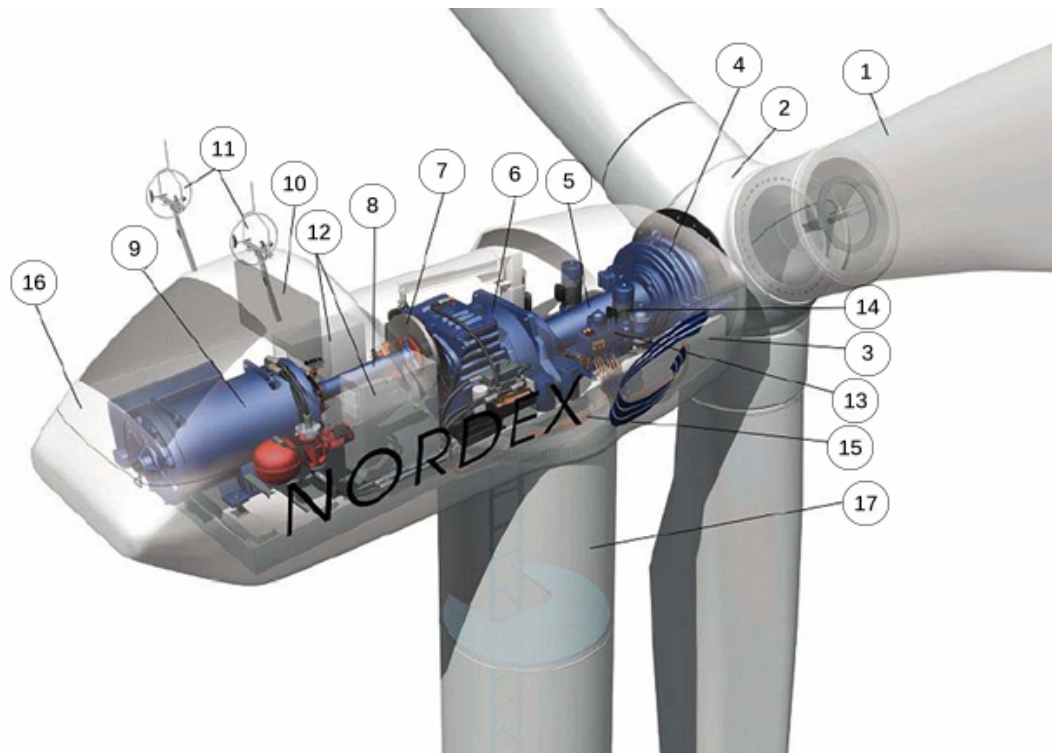


Fonte: (a) (WIND-WORKS, 2016) (b) (MSTUDIOBLACKBOARD, 2016) (c) (EERE, 2009) (d) (SANTO, 2000)

As turbinas de eixo horizontal e três pás são compostas normalmente por uma torre, uma nacelle, o hub e as pás. No interior da nacelle são encontrados diversos componentes

como o eixo do rotor, que liga o hub das pás à caixa de velocidades, o eixo do gerador, o gerador, sensores de direção do vento, mecanismos de orientação, radiadores de dissipação de calor, freios e componentes do sistema hidráulico. A figura 5 mostra o interior da nacelle e seus componentes. A caixa de velocidades em aerogeradores é utilizada para a amplificação da frequência de rotação do eixo do rotor, que varia de 0,3 Hz (20 rpm) a 0,5 Hz (30 rpm), para a frequência da rede elétrica, da ordem de 50 Hz a 60 Hz (CASTRO, 2008). A base da nacelle é normalmente construída em aço laminado revestida com fibra de vidro ou plástico reforçado com fibra de vidro.

Figura 5 – Componentes da Nacelle: 1 – Pás; 2 – Hub; 3 – Entrada de ar; 4 – Acoplamento do rotor; 5 – Eixo do rotor; 6 – Caixa de velocidades; 7 – Freio; 8 – Eixo do gerador; 9 – Gerador; 10 – Radiador; 11 – Anemômetro e Wind Vane; 12 – Sistema de controle; 13 – Sistema hidráulico; 14 – Mecanismo de orientação direcional; 15 – Acoplamento do mecanismo de orientação direcional; 16 – Nacelle; 17 -Torre



Fonte: Adaptado de (CASTRO, 2008)

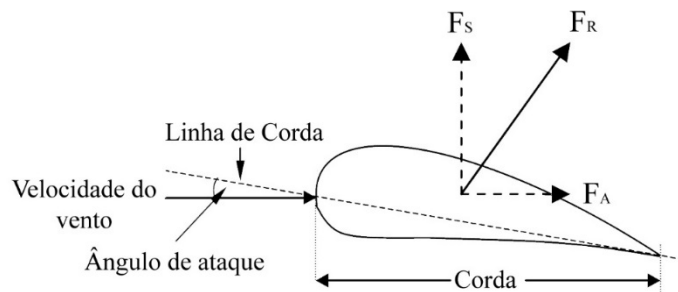
As torres têm a função de posicionar a nacelle a uma altura em que os ventos sejam velozes o suficiente e tenham menor perturbação da rugosidade do solo, de modo que a produção de energia seja rentável (CASTRO, 2008). Existem torres construídas totalmente de concreto, atingindo alturas de 100 m ou mais, tendo cerca de 850 toneladas. Outro modo de construção são as torres cônicas construídas de aço laminado, possuindo alturas de 80 m a 100 m, tendo peso de 100 a 200 toneladas, significando 65% do peso

total do aerogerador. Existem ainda as torres híbridas, em que é utilizado, concreto na parte inferior da torre e na parte superior o aço laminado, sendo este modo de construção utilizado para alturas maiores que 100 m (ABDI - Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial, 2014).

As pás fazem parte do grupo do rotor de um aerogerador, juntamente com hub, eixo do rotor e rolamentos. Este grupo tem a função de transformar a energia cinética dos ventos em energia mecânica no eixo do rotor (MATHEW, 2006). Em aerogeradores de grande porte, as pás lembram muito asas de aviões e planadores. Devido ao formato físico e ao ângulo de ataque, as pás criam uma força de sustentação, fazendo o rotor girar.

O ângulo de ataque é o ângulo formado entre o vetor da velocidade do vento em relação à linha de corda do aerofólio. Quando este ângulo é dito positivo são criadas duas forças devido às diferenças de velocidade do vento entre a borda superior e a borda inferior do aerofólio que, de acordo com a equação de Bernoulli criam duas regiões de diferentes pressões. As forças criadas são a força de sustentação e a força de arrasto, sendo esta última induzida devido às perturbações entre o aerofólio e o fluido, como esquematizado na figura 6. A força de sustentação varia de acordo com o ângulo de ataque, pois quanto maior o ângulo, maior força será gerada. Porém existe um limite: com o aumento do ângulo de ataque ao invés de elevar a força de sustentação aumentará a força de arrasto. Quando o aerofólio está posto com um ângulo de ataque em que não é gerada sustentação, mas somente força de arrasto, chama-se este ângulo de ângulo de estol e se diz que o aerofólio está em estol.

Figura 6 – Esquemática das forças em um aerofólio



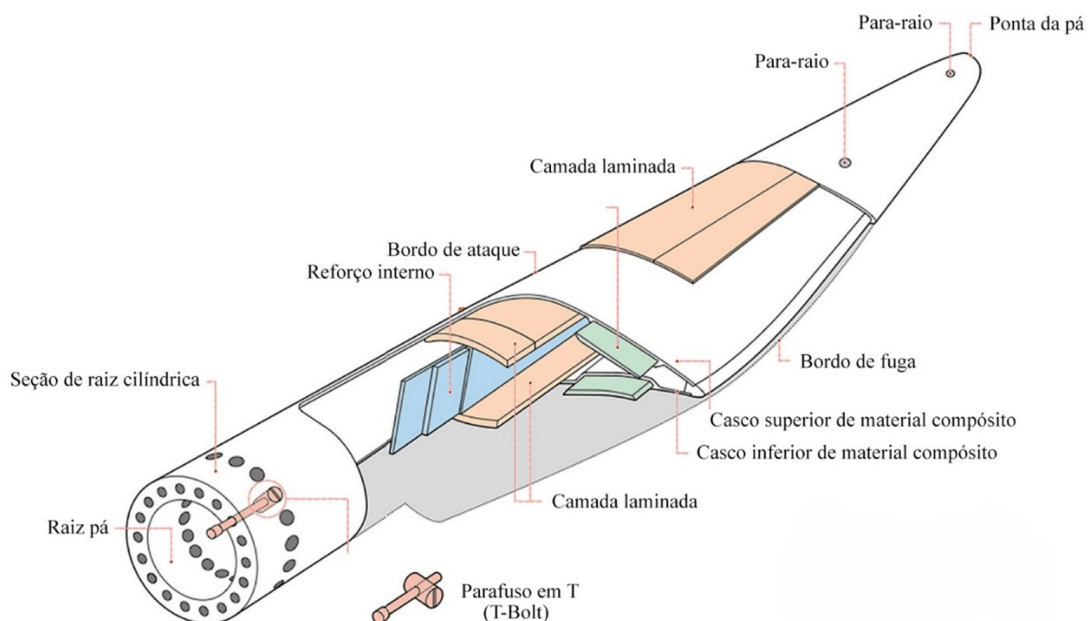
Fonte: Elaborado por autor, 2019

As pás dos aerogeradores de grande porte podem ser feitas de plástico reforçado por fibras de vidro. O uso desses materiais é conveniente por serem fáceis de moldar, com boas características de resistência à fadiga, esforços mecânicos e por serem baratos.

Outro material seria fibra de carbono devido às suas excelentes propriedades mecânicas, porém é significativamente mais caro. O aço é também utilizado devido a sua resistência à fadiga e a esforços. Entretanto sua densidade é elevada, tornando a pá pesada. O alumínio deste modo surge como um material alternativo ao aço, tendo menor densidade, mas menor resistência à fadiga. Materiais compostos ou compósitos, são utilizados nos novos projetos de aerogeradores, pois estes materiais podem conjugar as melhores características de materiais diferentes, maximizando a performance de resistência à fadiga, robustez e peso (CASTRO, 2008).

Outro exemplo de construção é a utilização de materiais dispostos formando dois cascos de material compósito, do tipo sanduíche ou laminado, constituídos na parte externa por plásticos reforçados com fibra de carbono e, no interior, espuma de PVC, PU ou PET, sustentadas por uma viga principal (mastro ou alma). Elas pesam normalmente cerca de 7% do peso total do aerogerador (ABDI - Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial, 2014). A figura 7 ilustra a montagem de uma pá de uma turbina eólica de grande porte.

Figura 7 – Ilustração da montagem de uma pá



Fonte: (ABDI - Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial, 2014)

As pás são conectadas ao cubo do rotor ou hub (figura 20), que é uma peça única constituída de liga de ferro fundido, tendo alta precisão e alta resistência, sua massa varia de 7 a 20 toneladas (ABDI - Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial, 2014).

Tabela 2 – Participação de custo de cada componente em uma turbina eólica de 5 MW

Componente	Participação [%]
Torre	26,30
Pás	22,20
Caixa de engrenagem	12,91
Conversor de potência	5,01
Transformador	3,59
Gerador	3,44
Quadro principal	2,80
Sistema de pitch	2,66
Eixo principal	1,91
Hub do rotor	1,37
Nacelle	1,35
Sistema de freio	1,32
Sistema de yaw	1,25
Rolamento do rotor	1,22
Parafusos	1,04
Cabos	0,96

Fonte: (KROHN, 2009)

A participação do custo de cada parte de uma turbina eólica de grande porte é mostrada na tabela 2.

1.3 Revisão Bibliográfica

No trabalho de (CORTEN; VELDKAMP, 2001) é estudado um caso envolvendo a turbina NEG Micon de 700 kW que, após 5 anos de uso, estava apresentando um comportamento diferente do projetado. Para velocidades de até 10 m/s a turbina produzia próximo do esperado, porém para velocidades acima havia uma redução de até 45% na potência da turbina. Chegou-se à conclusão que a causa desta redução de potência estava atrelada ao fato de insetos estarem grudados próximo ao bordo de ataque da pá, onde em condições com pouco vento a rugosidade causada pelos insetos não afetava tanto, mas para altas velocidades de vento o escoamento em volta da pá era totalmente modificado, gerando a redução de performance.

O estudo de (SAGOL; REGGIO; ILINCA, 2013) aponta os fenômenos que causam o aumento da rugosidade das pás em turbinas eólicas como acumulação e erosão por poeira, contaminação dos bordos de ataque por insetos e contaminação das pás por formação de gelo. Ele também faz a caracterização da rugosidade pelo seu tamanho, concentração e

localização, mostrando seus efeitos na performance dos perfis aerodinâmicos, chegando à conclusão que eles provocam uma transição do fluxo laminar para turbulento antecipado, estendendo o fluxo turbulento e aumentando sua intensidade próximo à parede da pá. Outra conclusão é que a rugosidade das pás afeta até um limite do número de Reynolds e que a partir deste valor a performance não é tão afetada.

Trabalhos como (SCHRAMM *et al.*, 2017), (ZIDANE *et al.*, 2016) e (JAFARI; HASSAN; FOROUZI, 2017) foram feitos utilizando técnicas para prever o comportamento do fluxo aerodinâmico nas seções da pá comparando quando os perfis estão lisos e quando estão rugosos. Dentre as técnicas utilizadas estão estudos experimentais em túnel de vento, utilização de softwares de dinâmica dos fluidos computacional e análise de perfis usando o método dos painéis. Dentre as conclusões dos trabalhos é mostrado que é possível a utilização destas técnicas para a previsão do envelhecimento das pás, tanto por erosão de poeira na superfície da pá quanto por mudança de rugosidade devido à aderência de carcaças de insetos no bordo de ataque, efeitos que aumentam a rugosidade das pás e consequentemente reduzem a performance do aerogerador.

Em (KHANJARI; SARRESHTEHDARI; MAHMOODI, 2017) modela-se a turbina eólica utilizando-se a teoria do Blade Element Momentum (BEM) para diferentes valores de rugosidade, sendo os resultados comparados com os dados medidos em túnel de vento da turbina experimental MEXICO. Os resultados mostraram que a teoria do BEM tem boa capacidade para prever a eficiência energética e exérgica respectivamente, mostrando uma redução de 5.75% a 5.83% da eficiência energética e exérgica para a velocidade do vento de 16 m/s. Foi visto que a potência do aerogerador tem uma queda maior nos quatro primeiros meses de operação devido ao aumento da rugosidade.

Na pesquisa de (CHEHOURI *et al.*, 2015) são revisadas diferentes técnicas para otimização de performance de turbinas eólicas, sendo pesquisadas diferentes funções objetivo, restrições de design, problemas de otimização, ferramentas, modelos e algoritmos. Como conclusão é apontado que a otimização multi-objetivo vem trazendo bons resultados e que as funções objetivo evoluíram de maximização de coeficientes de performance para a maximização da produção anual de energia, existindo alternativas comuns como a minimização da massa da lâmina e a maximização do impulso e torque do rotor. No entanto, o objetivo mais usual tem sido a minimização do custo da energia para que a energia eólica torne-se mais competitiva e economicamente atrativa. É visto também que

a otimização genética vem sendo vastamente utilizada nos trabalhos de otimização para turbinas eólicas.

1.4 *Objetivos*

Dado que mecanicamente os componentes de uma turbina eólica são projetados para uma vida útil de 20 a 30 anos, as pás do aerogerador sofrem deteriorações devido às intempéries climáticas como mudanças de temperaturas, que degradam a camada superficial da pá; devido ao atrito com poeira, que formam sulcos e porosidade na superfície e devido a choques com insetos que ficam presos, alterando o escoamento ao longo da superfície da pá.

Assim, o objetivo principal deste trabalho é de desenvolver uma geometria ótima para a pá da turbina eólica de modo que ela tenha um bom desempenho quando nova e que não tenha uma acentuada perda quando sua superfície estiver deteriorada. Em conjunto será investigado como modificar a ação do controle de pitch da turbina de modo que ajude a manter eficiência.

Como objetivos intermediários serão feitas comparações de produção de energia de pás lisas e rugosas sem controle de pitch, com controle de pitch ajustado para o caso de aerofólios lisos e com controle pitch ajustado para o caso de aerofólio rugoso.

1.5 *Contribuição da pesquisa*

Atualmente cada componente de um aerogerador é estudado para que seu desempenho seja o melhor possível. Modernas turbinas eólicas tem como máximo coeficiente de potência (C_p) de cerca de 45%. Assim, qualquer aumento de eficiência ou redução de custo pode fazer diferença em um projeto de parque eólico. Como as pás fazem parte dos componentes mais custosos de um aerogerador, com uma participação de 22,2% do valor total (tabela 2) é significativa uma adequação deste componente para condições particulares de vento e de operação, para que seja garantida a máxima eficiência deste componente durante a sua vida útil, que é estimada entre 20 a 30 anos.

Em um parque eólico normalmente de tempos em tempos é necessário realizar a limpeza das pás dos aerogeradores, porém esta ação é custosa pois a máquina terá que parar sua produção de energia, além dos altos custos de limpeza. Existe também riscos

nesta operação de limpeza de pá, pois como os aerogeradores são postos em regiões que normalmente tem a presença de ventos. É necessário ter o cuidado de monitoramento meteorológico durante a limpeza, que pode ser interrompida devido a mudanças climáticas.

Deste modo é interessante que uma geometria de pá e seu controle de pitch sejam desenvolvidos para que não se tenha muita perda de eficiência de produção de energia a longo prazo, fazendo com que a limpeza das pás seja menos necessária e menos frequente, aumentando o fator de capacidade do parque e reduzindo os seus custos de operação.

2 Fundamentos

Neste capítulo serão mostradas as teorias e conceitos que fundamentam este trabalho.

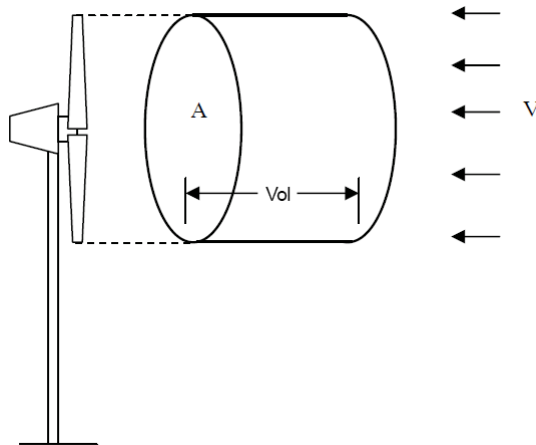
2.1 Potência de uma turbina eólica

Considere o escoamento de ar através de uma seção transversal de área A . A energia cinética que atravessa a seção num certo intervalo de tempo Δt é dada pela equação (1).

$$E = \frac{1}{2}mV_0^2 \quad (1)$$

m é a massa de ar que atravessou a seção durante o intervalo de tempo Δt e V_0 é a velocidade do vento. Considerando a massa específica do ar, dada pela equação (2), substitui-se na equação (1) e obtêm-se a equação (3), onde v_{ol} é o volume de ar que atravessou a seção transversal no intervalo de tempo considerado, conforme mostrado na figura 8.

Figura 8 – Parcela de ar se movendo em direção à turbina eólica



Fonte: (MATHEW, 2006)

$$\rho = \frac{m}{v_{ol}} \quad (2)$$

$$E = \frac{1}{2}\rho v_{ol}V_0^2 \quad (3)$$

O volume de ar que atravessa a seção transversal num dado intervalo de tempo Δt , considerando que a velocidade seja uniforme e normal à seção considerada, é dado

por $AV_0\Delta t$. Substituindo este resultado na equação 3 e dividindo os dois lados por Δt , obtemos uma expressão para a potência teórica disponível na seção, equação (4).

$$P = \frac{1}{2}\rho AV_0^3 \quad (4)$$

Como pode ser visto na equação (4), a potência disponível é função da velocidade, da área do aerogerador e da massa específica do ar.

A massa específica do ar varia de acordo com a temperatura e pressões locais. Para os valores usuais de temperatura e pressão atmosféricos, o ar seco pode ser considerado um gás ideal e assim é regido pela equação (5).

$$p = \rho RT \quad (5)$$

Sendo p a pressão do gás, R constante do ar ($R = 0,287 \text{ kJ}/(\text{kg} \cdot \text{K})$) e T a temperatura absoluta (em Kelvin).

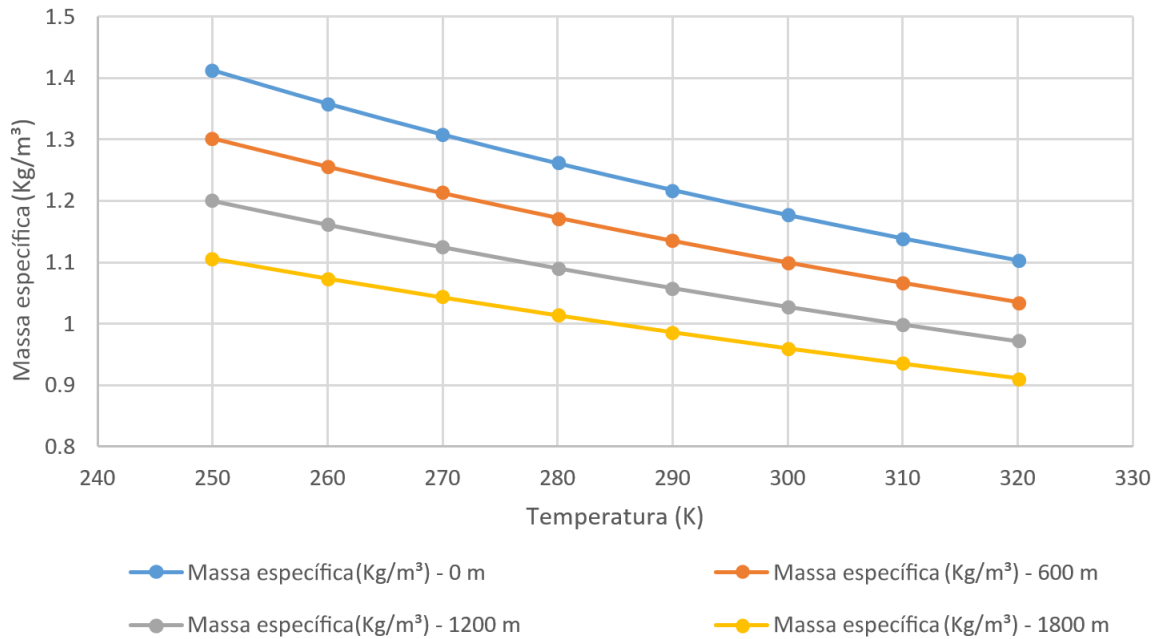
Segundo (MATHEW, 2006), a equação (6) determina a massa específica do ar em função da elevação h e da temperatura T da região.

$$\rho = \frac{353,049}{T} e^{(-0,034 \frac{h}{T})} \quad (6)$$

A figura 9 é uma representação gráfica da equação (6), e ilustra a variação da massa específica do ar em função da variação da temperatura altitude do terreno.

Como é observado na figura 9, com o aumento da temperatura e da altitude, a massa específica do ar diminui. Assim pela equação (4), que relaciona a potência do vento com a massa específica do ar, sendo a massa específica diretamente proporcional à potência, quanto maior a temperatura e a elevação do parque eólico, menor a potência disponível no vento. De acordo com (MATHEW, 2006), nestas situações, é necessário um maior diâmetro do rotor do aerogerador para compensar a baixa massa específica do ar e manter a quantidade de potência extraída do parque. Porém, ainda pela equação (4), observa-se que a potência é também diretamente proporcional ao cubo da velocidade e isso faz com que a velocidade do vento tenha maior impacto que as outras variáveis, pois se a velocidade do vento é dobrada, é possível utilizar aerogeradores com área de rotor 8 vezes menores, aumentando a competitividade do parque, pois com menor custo será obtida a mesma potência.

Figura 9 – Comparação da massa específica do ar variando altura e temperatura



Fonte: Elaborado por autor, 2019

Como o aerogerador não consegue converter toda a energia cinética do vento, devido ao ar ainda ter velocidade na saída de extração da turbina eólica, a potência real desenvolvida pelo aerogerador é a potência disponível no vento multiplicada por uma eficiência, chamada de coeficiente de potência do aerogerador (CASTRO, 2008). Deste modo o coeficiente de potência da turbina eólica é obtido pela equação (7).

$$C_p = \frac{2P_t}{\rho AV_0^3} \quad (7)$$

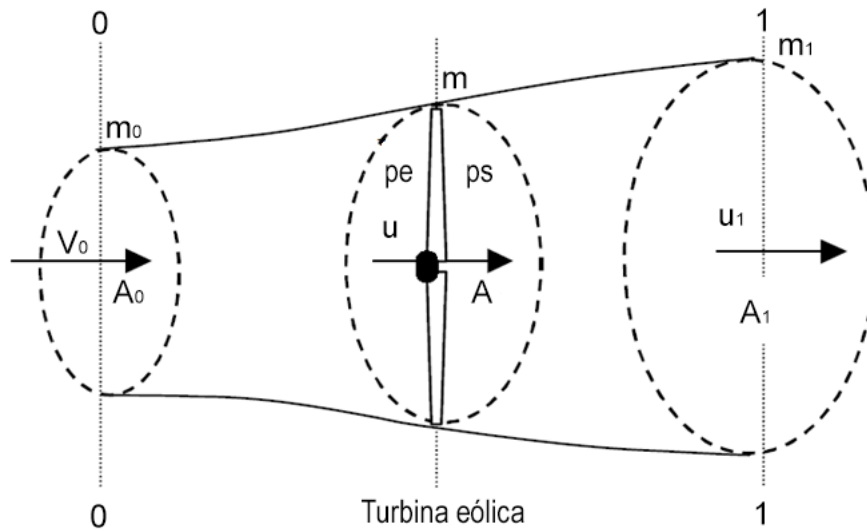
sendo P_t a potência real do aerogerador e C_p o coeficiente de potência. Este coeficiente depende de variáveis como: perfil e arranjo das pás do rotor e sua instalação, entre outras, e o projetista do aerogerador tem que defini-las para obter o máximo coeficiente de potência.

Existe uma máxima potência teórica que um aerogerador pode desenvolver, que pode ser calculada por meio da teoria de momento axial. Esta teoria assume algumas condições como um fluxo ideal laminar, o ar como um fluido incompressível e homogêneo, o rotor do aerogerador como tendo um infinito número de pás, as pressões antes e depois da turbina eólica sendo iguais à pressão atmosférica e o arrasto e o efeito esteira são desconsiderados (MATHEW, 2006).

Na figura 10 é mostrado o modelo utilizado para o cálculo de potência através de volume de controle idealizado, sendo V_0 a velocidade de entrada, A_0 a área da seção transversal da entrada do aerogerador, u a velocidade e A a área no aerogerador, p_e a

pressão na entrada e p_s a pressão na saída da turbina eólica, u_1 é a velocidade de saída e A_1 é a área de saída do aerogerador e ρ é a densidade do ar.

Figura 10 – Modelo utilizado para cálculo de potência



Fonte: (MATHEW, 2006)

Pela equação da continuidade dado um intervalo de tempo Δt , existe a conservação das massas de ar antes, m_0 , no aerogerador, m , e depois, m_1 e assim chega-se à equação (9).

$$\dot{m}_0 = \dot{m} = \dot{m}_1 \quad (8)$$

$$\rho A_0 V_0 = \rho A u = \rho A_1 u_1 \quad (9)$$

Segundo (MATHEW, 2006), a força de empuxo, F_t , que atua no rotor é devida à diferença no fluxo da quantidade de movimento de ar de entrada, Q_0 , e de saída, Q_1 , resultando na equação (12).

$$F_t = Q_0 - Q_1 \quad (10)$$

$$F_t = \dot{m}_0 V_0 - \dot{m}_1 u_1 \quad (11)$$

$$F_t = \rho A V_0^2 - \rho A_1 u_1^2 \quad (12)$$

Como $A_0V_0 = A_1u_1 = Au$, pode-se escrever a equação (12) como:

$$F_t = \rho Au (V_0 - u_1) \quad (13)$$

O empuxo também pode ser representado como a diferença de pressão entre o ar de entrada e de saída do aerogerador (MATHEW, 2006), de acordo com a equação (14).

$$F_t = (p_e - p_s)A \quad (14)$$

Aplicando a equação de Bernoulli chega-se às equações (15) e (16).

$$\frac{\rho V_0^2}{2} + p = \frac{\rho u^2}{2} + p_e \quad (15)$$

$$\frac{\rho u^2}{2} + p_s = \frac{\rho u_1^2}{2} + p \quad (16)$$

Da subtração das equações (15) e (16) encontra-se a equação (17).

$$p_e - p_s = \frac{\rho (V_0^2 - u_1^2)}{2} \quad (17)$$

Substituindo a equação (17) na equação (14) tem-se a equação (18).

$$F_t = \frac{\rho A (V_0^2 - u_1^2)}{2} \quad (18)$$

Comparando a equação (18) com a equação (13), encontra-se a equação (19).

$$V_T = \frac{(V_0 + u_1)}{2} \quad (19)$$

Pela equação (19), percebe-se que a velocidade na seção do rotor do aerogerador é a média aritmética da velocidade de entrada e da velocidade de saída. Por essa relação, introduz-se um fator a , chamado de fator de indução axial, que relaciona o quanto a velocidade de entrada é reduzida pelo efeito do rotor, e é definido pela equação (20).

$$a = \frac{V_0 - u}{V_0} \quad (20)$$

Rearranjando a equação (20) encontra-se uma expressão da velocidade no rotor em função de a e da velocidade de entrada, equação (21), e equação (22).

$$u = V_0(1 - a) \quad (21)$$

$$u_1 = V_0(1 - 2a) \quad (22)$$

Como agora sabe-se que existe uma diferença de energia cinética do vento de entrada e do vento de saída, sendo esta diferença igual à potência de extração do aerogerador, chega-se à equação (23).

$$P_T = \frac{1}{2}\dot{m}(V_0^2 - u_1^2) \quad (23)$$

Substituindo a equação (9) na equação (23), a potência do aerogerador é dada pela equação (24).

$$P_T = \frac{1}{2}\rho Au(V_0^2 - u_1^2) \quad (24)$$

Substituindo as equações (21) e (22) na equação (24), chega-se à equação (25).

$$P_T = \frac{1}{2}\rho AV_0^3 4a(1 - a)^2 \quad (25)$$

Comparando a equação (25) com a equação (7), encontra-se uma expressão do coeficiente de potência em função do fator de indução axial, chegando na equação (26).

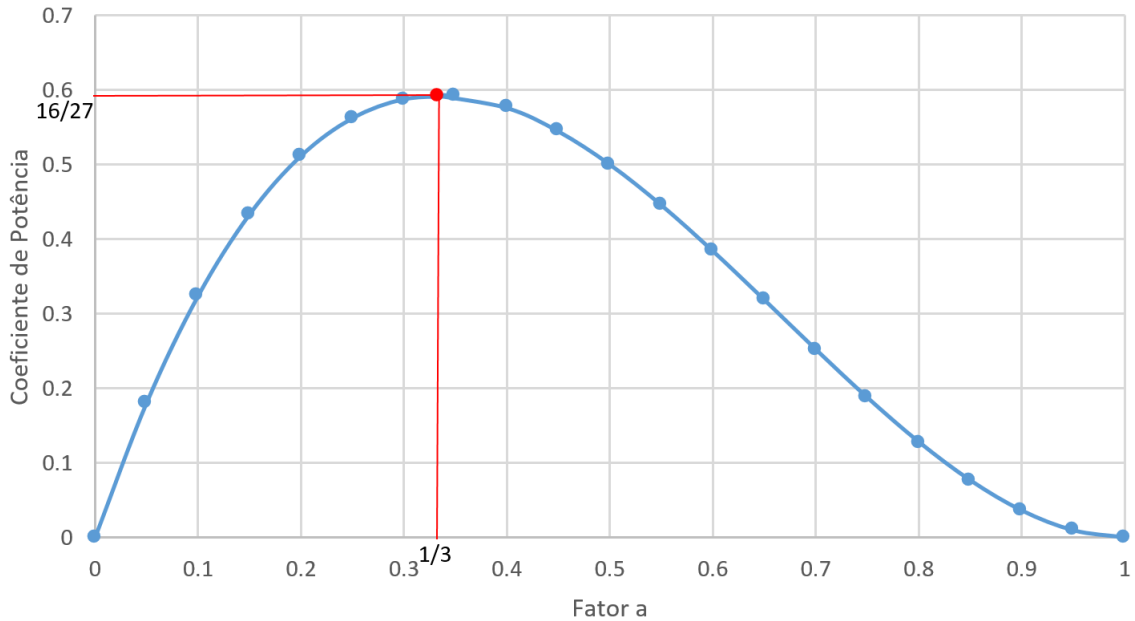
$$C_p = 4a(1 - a)^2 \quad (26)$$

A figura 11 ilustra o coeficiente de potência em função do fator a . Derivando a equação (26) em relação a a e igualando a zero, é possível encontrar o valor máximo do coeficiente de potência, ilustrado no gráfico pelo ponto vermelho, tendo valor de 16/27 do coeficiente de potência e 1/3 do fator a . Este ponto é chamado de limite de Betz (MATHEW, 2006).

Com o valor do coeficiente de potência máximo é possível equacionar a potência máxima teórica que um aerogerador pode produzir, dada pela equação (27).

$$P_{TMAX} = \frac{1}{2}\rho AV_0^3 \frac{16}{27} \quad (27)$$

Figura 11 – Gráfico do limite de Betz



Fonte: Elaborado por autor, 2019

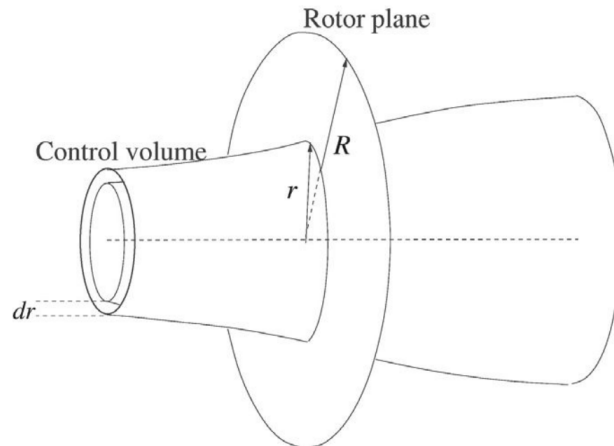
2.2 Formulação do Blade Element Momentum (BEM)

Na seção anterior foi mostrada a teoria da quantidade de movimento em uma dimensão, onde a geometria da pá fica implícita ao termo do coeficiente de potência C_p da turbina calculada. Nesta seção será mostrada a teoria da quantidade de movimento para o elemento de pá, na qual é possível calcular a potência a partir da geometria da pá para diferentes parâmetros como velocidade do vento, velocidade de rotação e ângulo de pitch. Este modelo é também baseado na teoria unidimensional da quantidade de movimento, onde a turbina eólica é vista como um tubo, sendo este tubo discretizado em N elementos anulares, de altura dr , como mostrado na figura 12. Como este método supõe que o aerogerador tenha infinitas pás e não leva em consideração perdas de ponta de pá, correções são utilizadas posteriormente.

O empuxo T e o torque M do disco do volume de controle, equações (28) e (29) respectivamente, podem ser encontrados pela forma integral da equação de quantidade de movimento tendo-se em conta que a área de um anel circular infinitesimal é dada por $2\pi r dr$ e que a velocidade rotacional antes de passar pelo rotor é igual a zero e na esteira é igual a C_θ (HANSEN, 2015).

$$dT = (V_0 - u_1) d\dot{m} = 2\pi r \rho u (V_0 - u_1) dr \quad (28)$$

Figura 12 – Modelo do elemento anular usado no BEM



Fonte: (HANSEN, 2015)

$$dM = rC_{\theta}d\dot{m} = 2\pi r^2\rho uC_{\theta}dr \quad (29)$$

Onde, V_0 é a velocidade do vento antes de passar pela turbina e u_1 é a velocidade axial na esteira.

A velocidade rotacional C_{θ} é dada pela equação (30) a qual relaciona com o fator de indução tangencial a' , a velocidade de rotação do rotor ω e o raio do rotor r .

$$C_{\theta} = 2a'\omega r \quad (30)$$

Utilizando as equações (21) e (30) nas equações (28) e (29) o empuxo e o torque podem ser escritos como:

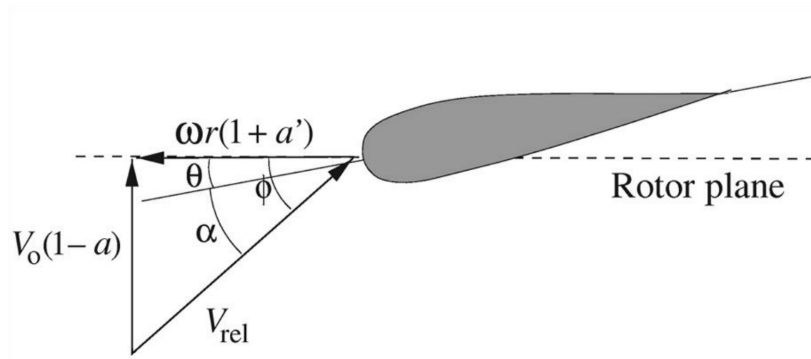
$$dT = 4\pi r\rho V_0^2 a(1-a)dr \quad (31)$$

$$dM = 4\pi r^3\rho V_0\omega(1-a)a'dr \quad (32)$$

Estas duas equações trazem em seus termos as velocidades axial $(1-a)V_0$ e tangencial $(1+a')\omega r$, que quando somadas, resultam na velocidade relativa vista por cada seção da pá. A composição destas velocidades é esquematizada na figura 13.

Por essa figura é possível observar o ângulo θ , que é o ângulo entre a corda da seção e o plano do rotor, chamado de ângulo de pitch local da pá. Ele é a combinação entre o ângulo de pitch θ_p e o ângulo de torção da geometria da pá β , medido em relação ao

Figura 13 – Velocidades da seção da pá no plano do rotor



Fonte: (HANSEN, 2015)

ângulo da ponta da pá e o plano de rotação, $\theta = \theta_p + \beta$. O ângulo da velocidade relativa da seção e o plano do rotor é o ϕ , podendo ser calculado pela equação (33), e o ângulo de ataque α pela equação (34).

$$\phi = \arctan \left[\frac{(1-a)V_0}{(1+a')\omega r} \right] \quad (33)$$

$$\alpha = \phi - \theta \quad (34)$$

Se os coeficientes de sustentação e arrasto dos perfis formados pelas seções transversais da pá forem conhecidos, é possível calcular as forças de sustentação e arrasto (por unidade de envergadura), l e d , conforme as equações (35) e (36).

$$l = \frac{1}{2}\rho V_{rel}^2 c C_l \quad (35)$$

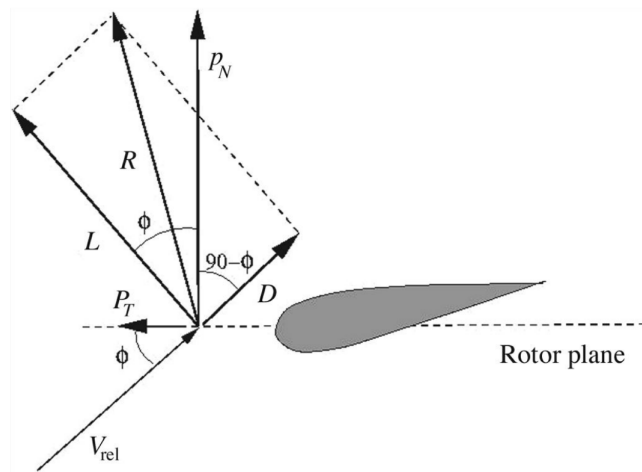
$$d = \frac{1}{2}\rho V_{rel}^2 c C_d \quad (36)$$

Onde c é a dimensão da corda do perfil aerodinâmico.

As forças atuantes em uma seção de pá em que se está interessado são as forças normais e tangenciais em relação ao plano do rotor p_N e p_T , mostradas na figura 14. Assim as forças de sustentação e arrasto devem ser projetadas nessas direções com as equações (37) e (38)

$$p_N = l \cos \phi + d \sin \phi \quad (37)$$

Figura 14 – Forças da seção da pá no plano do rotor



Fonte: (HANSEN, 2015)

$$p_T = l \sin \phi - d \cos \phi \quad (38)$$

Normalizando-se as equações (37) e (38) por $\frac{1}{2}\rho V_{rel}^2 c$ chega-se nas equações (39) e (40):

$$C_n = C_l \cos \phi + C_d \sin \phi \quad (39)$$

$$C_t = C_l \sin \phi - C_d \cos \phi \quad (40)$$

onde,

$$C_n = \frac{p_N}{\frac{1}{2}\rho V_{rel}^2 c} \quad (41)$$

$$C_t = \frac{p_T}{\frac{1}{2}\rho V_{rel}^2 c} \quad (42)$$

Da figura 13 podem-se inferir relações entre velocidade relativa, a velocidade axial e a velocidade tangencial conforme mostram as equações (43) e (44).

$$V_{rel} \sin \phi = V_0(1 - a) \quad (43)$$

$$V_{rel} \cos \phi = \omega r (1 + a') \quad (44)$$

O fator de solidez, equação (45), é definido como a fração da área anular do volume de controle, que é ocupada pelas pás (HANSEN, 2015), onde B é o número de pás, $c(r)$ é a corda local e r é a posição radial da seção.

$$\sigma(r) = \frac{c(r)B}{2\pi r} \quad (45)$$

Como p_N e p_T são forças por comprimento, a força normal e o torque no volume de controle de espessura dr são dados por:

$$dT = Bp_N dr \quad (46)$$

$$dM = rBp_T dr \quad (47)$$

Usando a equação (41) para p_N e equação (43) para V_{rel} a equação (46) toma a forma de:

$$dT = \frac{1}{2}\rho B \frac{V_0^2(1-a)^2}{\sin^2 \phi} cC_n dr \quad (48)$$

Substituindo a equação (42) para p_T e as equações (43) e (44) para V_{rel} na equação (47), dM pode ser escrito como:

$$dM = \frac{1}{2}\rho B \frac{V_0(1-a)\omega r(1+a')}{\sin \phi \cos \phi} cC_t r dr \quad (49)$$

Igualando-se as equações (48) e (31) e aplicando a definição do fator de solidez, equação (45), encontra-se a equação (50) para o valor do fator de indução axial.

$$a = \frac{1}{\frac{4\sin^2 \phi}{\sigma C_n} + 1} \quad (50)$$

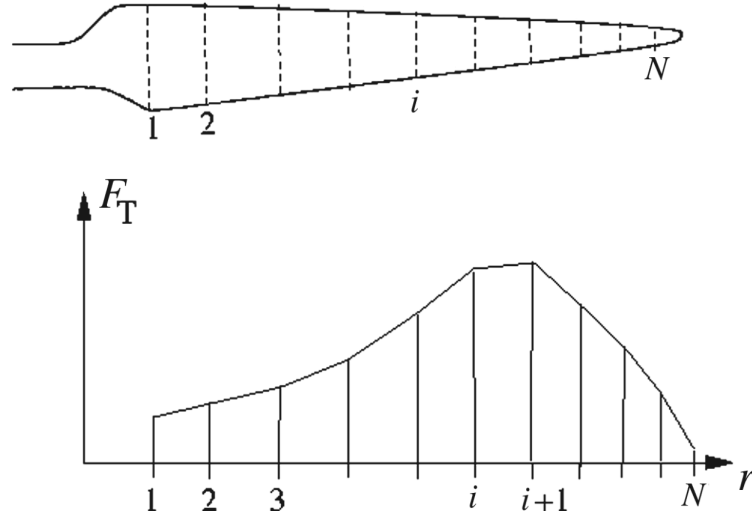
e igualando as equações (49) e (32), o valor do fator de indução tangencial é encontrado pela equação (51).

$$a' = \frac{1}{\frac{4\sin \phi \cos \phi}{\sigma C_t} - 1} \quad (51)$$

Estas são basicamente todas equações utilizadas no algoritmo do BEM, faltando apenas introduzir as correções ao método para que calcule de maneira mais precisa os valores de potência. Com os valores devidamente calculados procede-se ao cálculo das cargas normais e tangenciais, pelas equações (41) e (42).

Calcula-se o momento total da pá, fazendo-se uma integração numérica das contribuições de momento de cada seção transversal considerada, como mostrado na figura 15.

Figura 15 – Distribuição de força na pá



Fonte: (HANSEN, 2015)

A força tangencial por comprimento p_T é conhecida para cada segmento no raio r_i e conforme mostrado na figura anterior, é considerado uma variação linear entre r_i e r_{i+1} . Deste modo a força p_T entre r_i e r_{i+1}

$$p_T = A_i r + B_i \quad (52)$$

Onde os coeficientes A_i e B_i são dados pelas equações (53) e (54).

$$A_i = \frac{p_{T_{i+1}} - p_{T_i}}{r_{i+1} - r_i} \quad (53)$$

$$B_i = \frac{p_{T_i} r_{i+1} - p_{T_{i+1}} r_i}{r_{i+1} - r_i} \quad (54)$$

O torque dM para uma parte infinitesimal de comprimento dr da pá é dado por:

$$dM = r p_T dr = (A_i r^2 + B_i r) dr \quad (55)$$

A contribuição de $M_{i,i+1}$ para o torque total do eixo, considerando a variação da força tangencial linear entre r_i e r_{i+1} , é dada pela equação (56).

$$M_{i,i+1} = \frac{1}{3} A_i (r_{i+1}^3 - r_i^3) + \frac{1}{2} B_i (r_{i+1}^2 - r_i^2) \quad (56)$$

O torque total do eixo é a soma de todas as contribuições $M_{i,i+1}$ ao longo de uma pá multiplicada pelo número de pás.

$$M_{tot} = B \sum_{i=1}^{N-1} M_{i,i+1} \quad (57)$$

Pela equação (58) calcula-se a potência para uma dada velocidade de vento V_0 e velocidade de rotação ω .

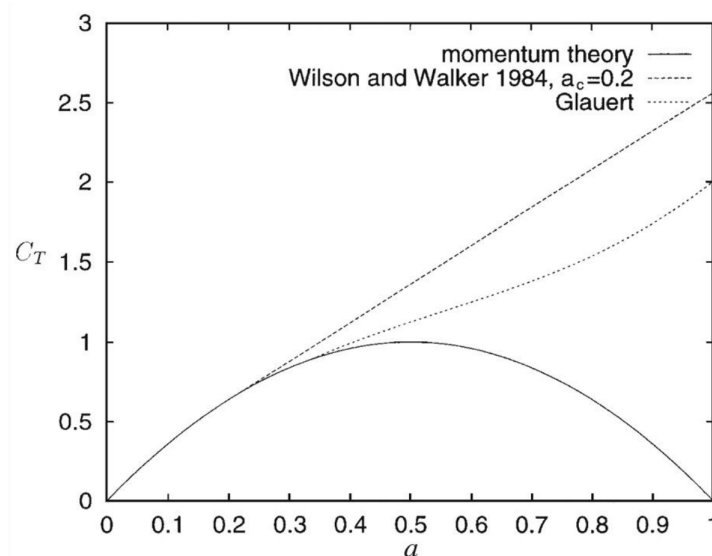
$$P_{tot} = \omega M_{tot} \quad (58)$$

2.2.1 Correções

A primeira correção a ser feita é a correção de ponta de pá de Prandtl, a qual corrige a suposição de infinitas pás no volume de controle. Esta correção segundo (MARTEN; WENDLER, 2013) introduz um fator F às cargas aerodinâmicas que quando uniformemente distribuídas e usadas nas equações da quantidade de movimento, dão resultados muito semelhantes ao que é encontrado para o caso com um número finito de pás.

A segunda correção feita é a correção para altos valores do fator de indução axial, pois quando está acima de 0,3 ou 0,4 a teoria da quantidade de movimento não funciona bem, fornecendo valores de coeficiente de empuxo muito abaixo do observado experimentalmente, conforme mostra a figura 16.

Figura 16 – Correção do coeficiente de empuxo para altos valores do fator a



Fonte: (HANSEN, 2015)

Na figura 16 são mostradas as correções de Glauert e de Wilson e Walker, mostradas em (HANSEN, 2015). Porém neste trabalho, durante testes feitos com o algoritmo BEM, encontraram-se instabilidades numéricas destes modelos de correção e optou-se por trabalhar com a formulação encontrada no código fonte do programa QBlade (MARTEN; WENDLER, 2013).

Na formulação para a correção de Prandtl é calculado primeiramente o fator g , pela equação (59).

$$g = \frac{R - r}{r} \quad (59)$$

Em seguida é calculado o fator F , equação (60), resultando no fator de correção a ser usado pelo algoritmo.

$$F = \frac{2}{\pi} \arccos \left(e^{\frac{-B}{2|\phi|}} \right) \quad (60)$$

A seguir é feita a correção no fator de indução axial. Nesta formulação, diferentemente de Glauert e Wilson e Walker, a condicional é o coeficiente de empuxo ao invés do valor do fator de indução axial, conforme equação (61).

$$a = \begin{cases} \frac{1}{\frac{4F \sin^2 \phi}{\sigma C_n + 1}} & C_T \leq 0,96F \\ \frac{18F - 20 - 3\sqrt{|C_t(50 - 36F) + 12F(3F - 4)|}}{36F - 50} & C_T > 0,96F \end{cases} \quad (61)$$

onde,

$$C_T = \frac{\sigma(1 - a)^2 C_n}{\sin^2 \phi} \quad (62)$$

Com o fator a corrigido, calcula-se novamente o fator a' com a equação (63).

$$a' = 0,5 \left(\sqrt{\left| 1 + \frac{4}{x^2 a(1 - a)} \right|} - 1 \right) \quad (63)$$

Onde λ é a razão de ponta de pá da turbina e x é a razão para a seção estudada, dadas pelas equações (65) e (64) respectivamente.

$$\lambda = \frac{\omega R}{V_0} \quad (64)$$

$$x = \frac{\omega r}{V_0} \quad (65)$$

2.2.2 Algoritmo para solução da formulação do BEM

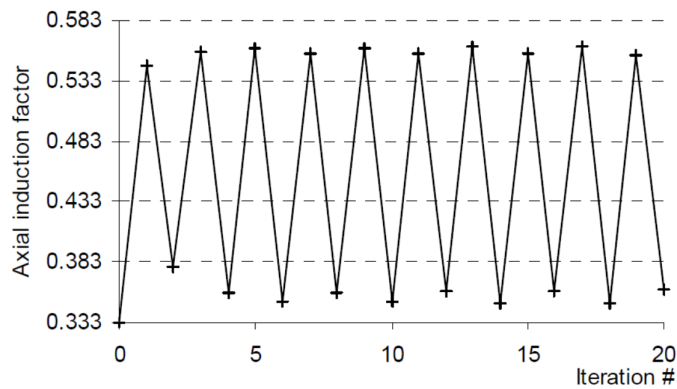
O algoritmo BEM funciona seguindo os seguintes passos:

- 1- O programa é inicializado com as variáveis a e a' com valor igual a 0;
- 2- O ângulo da velocidade relativa ϕ é calculado utilizando a equação (33);
- 3- Calcula-se o ângulo de ataque pela equação (34), conhecendo-se $\beta(r)$ e θ_p ;
- 4- São lidos da tabela de coeficientes do perfil adotado os coeficientes de sustentação $C_l(\alpha)$ e de arrasto $C_d(\alpha)$;
- 5- Os coeficientes de força normal C_n e de empuxo C_t são computados pelas equações (39) e (40) respectivamente;
- 6- Calcula-se o fator de solidez do rotor pela equação (45);
- 7- Guardam-se os valores atuais dos fatores a e a' e o valor do fator a do passo anterior, para futura comparação do algoritmo;
- 8- É feita correção de ponta de pá de Prandtl, utilizando-se as equações (59) e (60);
- 9- Computa-se o coeficiente local de empuxo com a equação (62);
- 10- A correção de altos valores do fator de indução axial a é feita utilizando-se a condicional mostrada na equação (61);
- 11- É computado o valor do fator de indução tangencial com a equação (63) utilizando o valor de a corrigido;
- 12- Em seguida é feita a implementação do fator de relaxação do fator de indução axial, a qual é explicada e mostrada após o item 14.
- 13- Se os fatores a e a' mudaram mais que uma certa tolerância, então o algoritmo volta para o passo 2, agora com novos fatores a e a' diferentes de zero, se não, ele termina e prossegue-se para o próximo passo;
- 14- São computados as cargas locais nos segmentos das pás e por fim é calculada a potência da turbina para a velocidade de vento estudada, utilizando-se as equações (53), (54), (56), (57) e (58).

A implementação do fator de relaxação do fator de indução axial, segundo (MARTEN; WENDLER, 2013) é um problema comum a flutuação deste fator, durante o loop de interação, causada pela mudança periódica do estado de carga das turbinas entre cargas leves e pesadas, o que pode causar uma interrupção da iteração depois que o número

máximo de iterações é atingido, afetando o desempenho do código e sua precisão, como é mostrado na figura 17.

Figura 17 – Fator de indução axial fluando entre iterações



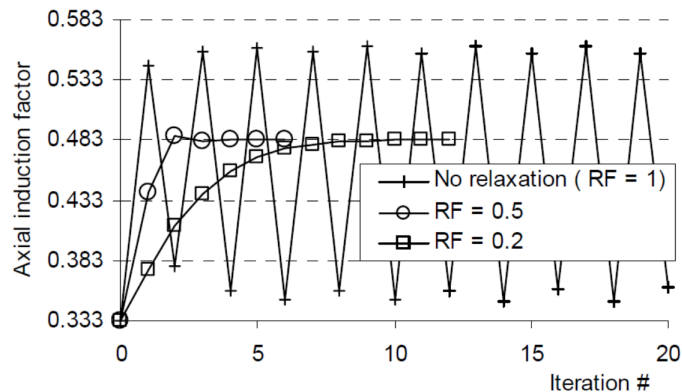
Fonte: (MARTEN; WENDLER, 2013)

A regra de relaxação é mostrada na equação (66), onde k é o número de iterações e RF é o valor do fator de relaxação, que no caso deste trabalho foi 0,35, tendo como referência a metodologia adotada pelo programa QBlade (MARTEN; WENDLER, 2013).

$$a = \begin{cases} a_k = a_k & k < 10 \\ a_k = 0,25a_k + 0,5a_{k-1} + 0,25a_{k-2} & k = 10 \\ a_k = RFa + (1 - RF)a_{k-1} & k > 10 \end{cases} \quad (66)$$

Com esta modificação, a flutuação do fator é amortecida conforme é mostrado na figura 18, chegando a um valor fixo e assim dando continuidade ao código e encontrando um valor mais preciso para o fator de indução axial.

Figura 18 – Fator de indução axial amortecido



Fonte: (MARTEN; WENDLER, 2013)

2.3 Cálculo do AEP

Para se calcular o AEP (Anual Energy Production) ou produção anual de energia, é necessário se ter a curva de potência e a função de distribuição de probabilidade do vento. A partir desta função, a probabilidade, $f(V_j < V_0 < V_{j+1})$, que a velocidade do vento fique entre V_j e V_{j+1} , pode ser calculada. Multiplicando esta probabilidade pelo o número total de horas por ano, indica o número de horas por ano em que a velocidade do vento está dentro do intervalo $f(V_j < V_0 < V_{j+1})$. Multiplicando esse valor pela potência produzida pela turbina quando a velocidade do vento está entre V_j e V_{j+1} , dá-se a contribuição de produção total neste intervalo. A função de probabilidade de Weibull, bastante utilizada para descrever a distribuição de probabilidades dos ventos, é dada pela equação (67) (HANSEN, 2015).

$$h_w(V_0) = \frac{k}{A} \left(\frac{V_0}{A}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{V_0}{A}\right)^k\right) \quad (67)$$

Onde k é o fator de forma e A é o fator de escala da distribuição de probabilidade de vento.

Da distribuição de Weibull a probabilidade $f(V_j < V_0 < V_{j+1})$ para que o vento fique entre V_j e V_{j+1} é calculada pela equação (68).

$$f(V_j < V_0 < V_{j+1}) = \exp\left(-\left(\frac{V_j}{A}\right)^k\right) - \exp\left(-\left(\frac{V_{j+1}}{A}\right)^k\right) \quad (68)$$

A produção anual de energia é então calculada pela equação (69), sua unidade é em kWh e considera-se que em um ano têm 8760 horas.

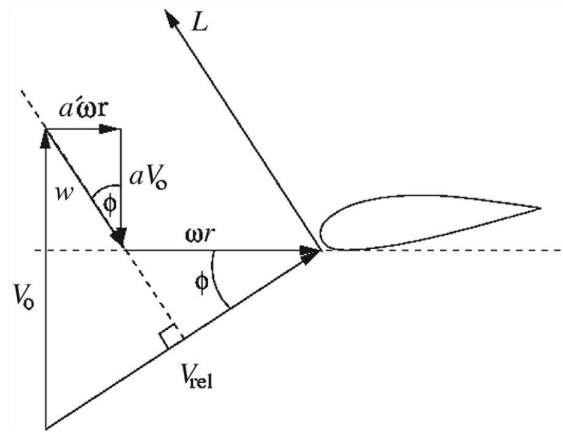
$$AEP = \sum_{j=1}^{N-1} \frac{1}{2} (P(V_{j+1}) + P(V_j)) \cdot f(V_j < V_0 < V_{j+1}) \cdot 8760 \quad (69)$$

2.4 Otimização clássica da pá

A otimização da pá é feita a partir da teoria de unidimensional, mostrada na seção 2.1, com os efeitos da rotação da esteira, resultando no rotor ótimo de Glauert, que impõe que os ângulos de ataque menores que o ângulo de estol do aerofólio. Nesta condição o fator de indução axial a e o fator de indução tangencial a' não são independentes, pois

a força de reação, de acordo com a teoria do escoamento potencial, é perpendicular à velocidade relativa. Conseqüentemente a velocidade induzida w deve estar na mesma direção da força e portanto também perpendicular à velocidade relativa (HANSEN, 2015), conforme mostrado na figura 19, onde é retirada a relação entre a e a' mostrada na equação (70).

Figura 19 – Triângulo de velocidades mostrando as velocidades induzidas para um perfil com pequeno ângulo de ataque



Fonte: (HANSEN, 2015)

$$G = x^2 a' (1 + a') = a (1 - a) \quad (70)$$

Da teoria unidimensional é visto que o coeficiente de potência é dado pela equação (71) (HANSEN, 2015).

$$C_p = \frac{8}{\lambda^2} \int_0^\lambda a' (1 - a) x^3 dx \quad (71)$$

Da expressão acima pode ser visto que para se aumentar o coeficiente é necessário maximizar a expressão, para cada r :

$$f(a, a') = a' (1 - a) \quad (72)$$

Assim o problema de otimização é maximizar a função acima com a restrição dada pela equação (70). Derivando-se a equação (72) e igualando-a a zero encontra-se a equação (73).

$$\frac{df}{da} = \frac{da'}{da} (1 - a) - a' = 0$$

$$\frac{da'}{da} = \frac{a'}{1 - a} \quad (73)$$

Derivando-se também a restrição, equação (70) e igualando-a a zero obtém-se a equação (74).

$$\frac{dG}{da} = x^2 \frac{da'}{da} + x^2 a' \frac{da'}{da} + x^2 a' \frac{da'}{da} - 1 + 2a = 0$$

$$\frac{dG}{da} = x^2 \frac{da'}{da} (1 + 2a') - 1 + 2a = 0$$

$$(1 + 2a') \frac{da'}{da} x^2 = 1 - 2a \quad (74)$$

Isolando-se a razão da seção local, x , a partir da expressão de restrição, equação (70) encontra-se a equação (75).

$$x^2 = \frac{a(1-a)}{a'(1+a)} \quad (75)$$

Substituindo as equações (73) e (75) na equação (74) obtém-se a equação (76) que relaciona diretamente o valor do fator tangencial com o fator axial.

$$a' = \frac{1-3a}{4a-1} \quad (76)$$

Reorganizando novamente a equação (70) encontra-se a equação (77).

$$x^2 (a' + a'^2) = a - a^2 \quad (77)$$

Substituindo a equação (76) na equação (77) obtém-se a equação (78).

$$x^2 \left[\frac{1-3a}{4a-1} + \frac{(1-3a)^2}{(4a-1)^2} \right] = a - a^2$$

$$x^2 [(1-3a)(4a-1) + 1 - 6a + 9a^2] = (a - a^2) (16a^2 - 8a + 1)$$

$$16a^3 - 24a^2 + a(9 - 3x^2) - 1 + x^2 = 0 \quad (78)$$

O valor ótimo de pitch da pá pode ser encontrado a partir da equação (79).

$$\beta(r) = \frac{(1-a)V_0}{(1+a')\omega r} - \alpha_{opt} \quad (79)$$

O ângulo de ataque ótimo é admitido como sendo o ângulo em que a relação entre o coeficiente de sustentação e o coeficiente de arrasto é máxima. A distribuição ótima da corda da pá é dada pela equação (80):

$$c(r) = \frac{8\pi R F a x \sin^2 \phi}{(1-a)B\lambda C_n} \quad (80)$$

onde,

$$C_n = C_{l_{opt}} \cos \phi + C_{d_{opt}} \sin \phi \quad (81)$$

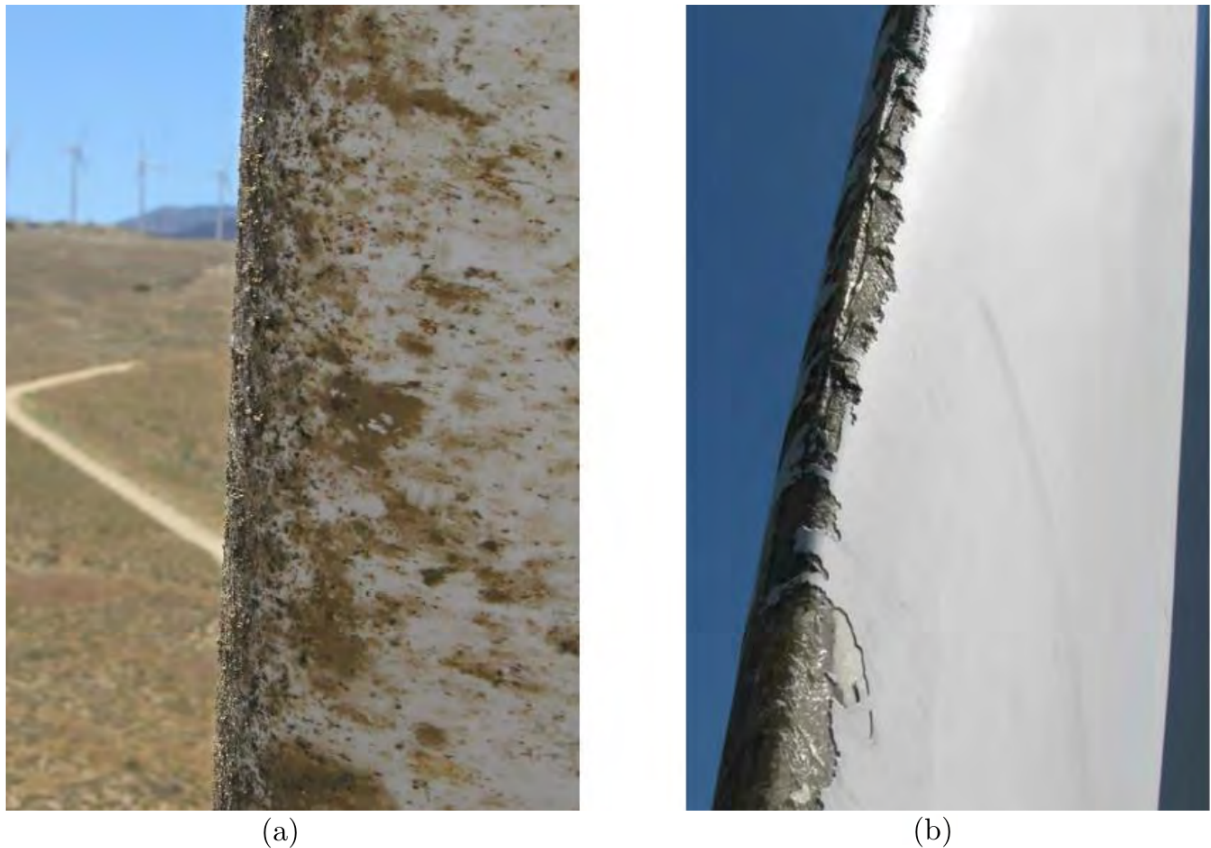
2.5 Degradação da pá

Durante sua vida útil a pá do aerogerador sofre perdas de eficiência causadas pela degradação, que aumenta a rugosidade da superfície aerodinâmica, causando perda de sustentação e um maior arrasto. Esta degradação pode ser causada pelo aderência de insetos e sujeira ou pela erosão do bordo de ataque da pá, conforme mostrado na figura 20.

Na Califórnia, em um parque eólico, foi detectado após 5 anos de operação uma queda na potência da turbina NEG Micon 700/44 para altas velocidade de vento, decorrente do aumento de rugosidade causado por insetos, documentado em (CORTEN; VELDKAMP, 2001). A figura 21 mostra as medições de potência da mesma turbina eólica quando operava em julho de 2011 e após 5 anos em julho de 2016. Observa-se uma redução de até 25% de potência, sendo este fenômeno chamado de duplo estol ou múltiplo estol, devido à antecipação do ângulo de ataque no qual a pá da turbina eólica perde sustentação, e ele ocorre devido ao aumento de rugosidade da superfície.

Ensaio laboratoriais para verificar efeitos de rugosidade em superfície são feitos usando a rugosidade padrão ou rugosidade de grão de areia, que é definida como uma série de microesferas dispostas de maneira uniforme em uma superfície. O diâmetro destas esferas é chamada de altura do grão de areia, ks . Este valor depende da densidade e da forma em que os elementos de aspereza são distribuídos (MUNDUATE; FERRER, 2009). Em (HOFFMANN; RAMSAY; GREGOREK, 1996), foram realizados testes de rugosidade do aerofólio NACA 4415 para o projeto NREL, usando como rugosidade o grão de lapidação padrão número 40. Isso resulta em partículas de altura de aproximadamente $425 \mu\text{m}$, com densidade de 1,25 partículas por cm^2 , distribuídas 51 mm a partir do bordo

Figura 20 – Degradação da pá de uma turbina eólica em (a) causada por aderimento de insetos e sujeiras e em (b) por erosão



Fonte: (EHRMANN *et al.*, 2017)

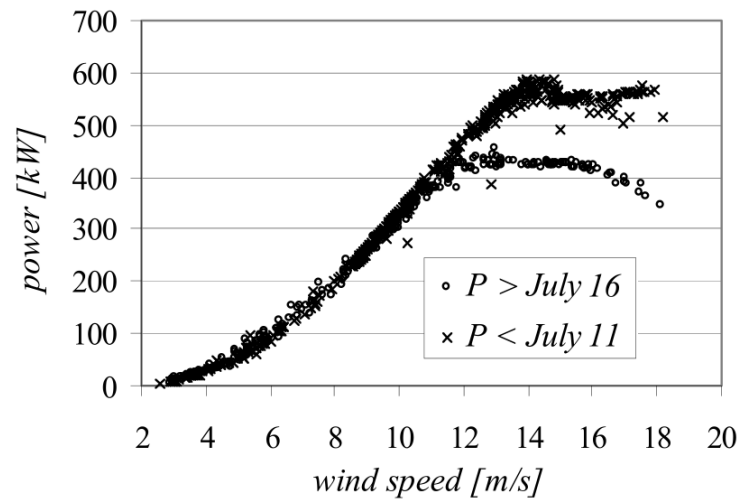
de ataque tanto intradorso quanto no extradorso do perfil aerodinâmico, como mostrado na figura 22. Chegaram ao resultado da diminuição de 13,4% na média dos coeficientes de sustentação, redução de 16,3% no coeficiente de sustentação máxima e antecipação de 2 graus do ângulo de ataque de máxima sustentação e nos coeficientes de arrasto houve um aumento de 67,9% na média.

No trabalho de (MUNDUATE; FERRER, 2009) foi feita a conversão para a rugosidade padrão, obtendo-se o valor de ks/c de 0,0019, distribuídos por 102 mm, sendo obtida a equação (82).

$$ks/c = 2,043Ra \quad (82)$$

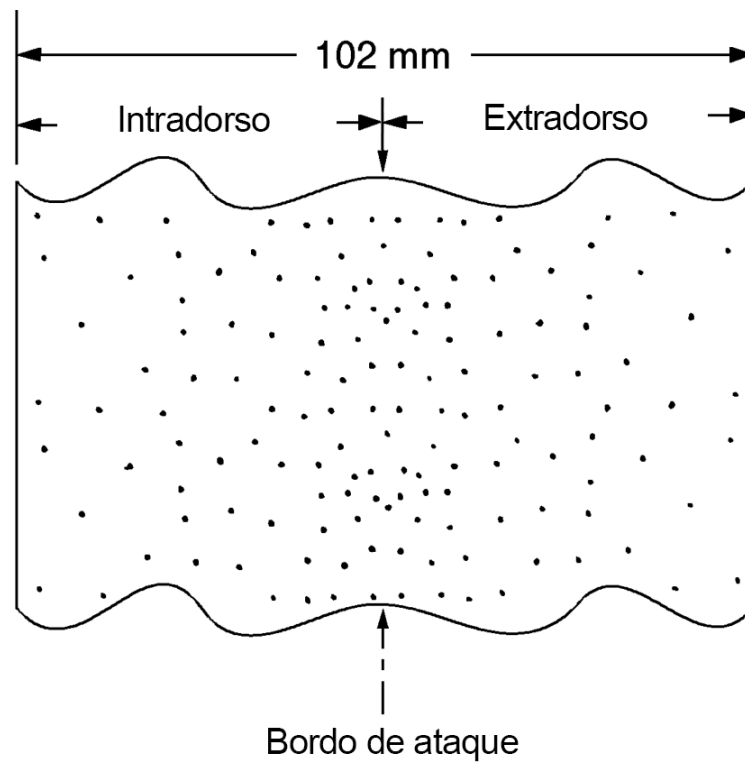
onde ks é a rugosidade padrão, c é a corda do aerofólio e Ra é o número do grão de lapidação padrão.

Figura 21 – Perda de potência causada por aumento de rugosidade



Fonte: (CORTEN; VELDKAMP, 2001)

Figura 22 – Distribuição das partículas de aspereza



Fonte: (HOFFMANN; RAMSAY; GREGOREK, 1996)

Dentro da abordagem RANS, seção 3.1.2, segundo (MUNDUATE; FERRER, 2009) é possível simular a rugosidade no perfil aerodinâmico utilizando uma modificação no modelo de turbulência $k - \omega$ na taxa de dissipação da parede, ω_w . A formulação omega tem

uma vantagem especial sobre a formulação ϵ , porque o valor de ω pode se arbitrariamente especificado na parede, conforme a equação (83).

$$\omega_w = \frac{u_\tau^2}{\nu} S_R \quad (83)$$

Sendo u_τ a velocidade de fricção definida pela equação (84) e o coeficiente S_R pela equação (85)

$$u_\tau = \sqrt{\frac{\tau_w}{\rho}} \quad (84)$$

$$S_R = \begin{cases} (50/k_S^+)^2 & k_S^+ < 25 \\ 100/k_S^+ & k_S^+ \geq 25 \end{cases} \quad (85)$$

Onde k_S^+ é a rugosidade padrão definida pela equação (86)

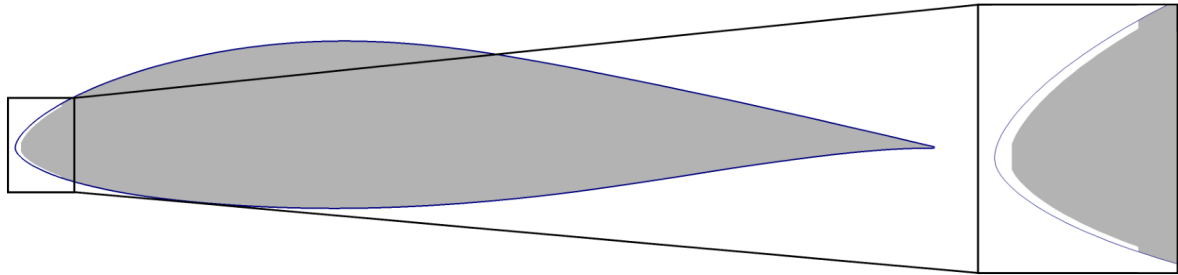
$$k_S^+ = \frac{u_\tau k_s}{\nu} \quad (86)$$

Três observações foram apontadas por (WILCOX, 1993):

- 1- O valor mínimo de k_S^+ tem que ser limitado. Para que o modelo seja visto como liso é necessário ter $k_S^+ < 5$, que é a condição para a superfície hidrodinamicamente lisa;
- 2- O modelo funciona bem para escoamentos aderidos (camada limite) ou separados podendo esse método ser usado até mesmo para superfícies lisas (especificando um valor pequeno o suficiente para k_S^+);
- 3- O modelo foi validado para um valor máximo de k_S^+ de 400.

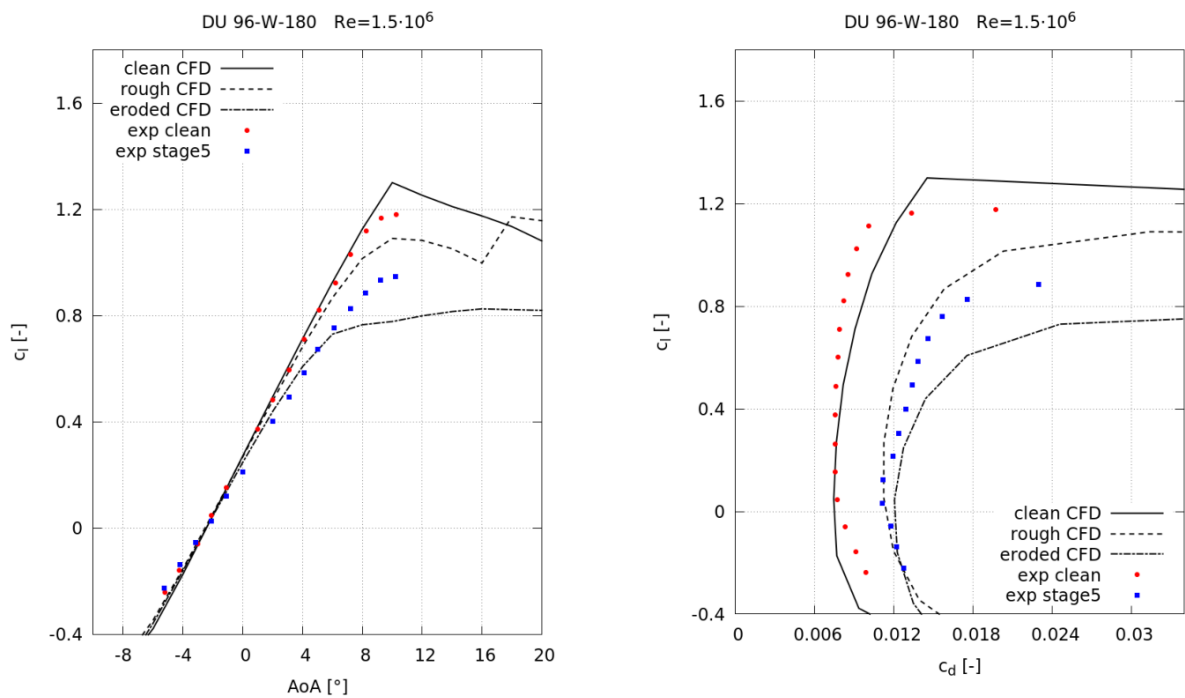
Já em (SCHRAMM *et al.*, 2017) foi feito um estudo de pás erodidas como na figura 20b utilizando software CFD, onde o perfil $DU - 96 - W - 180$ foi modelado com o bordo de ataque deformado, mostrado na figura 23. Com esta deformação de erosão os coeficientes de sustentação e de arrasto foram bastante modificados como é possível ver na figura 24, que também compara com resultados utilizando modificações no modelo de turbulência para o caso rugoso (rough CFD) e resultados experimentais para perfil liso e rugoso.

Figura 23 – Bordo de ataque deformado por erosão



Fonte: (SCHRAMM *et al.*, 2017)

Figura 24 – Coeficientes de sustentação e arrasto para o perfil *DU – 96 – W – 180* nas situações: liso, rugoso, erodido e resultados experimentais liso e rugoso



Fonte: (SCHRAMM *et al.*, 2017)

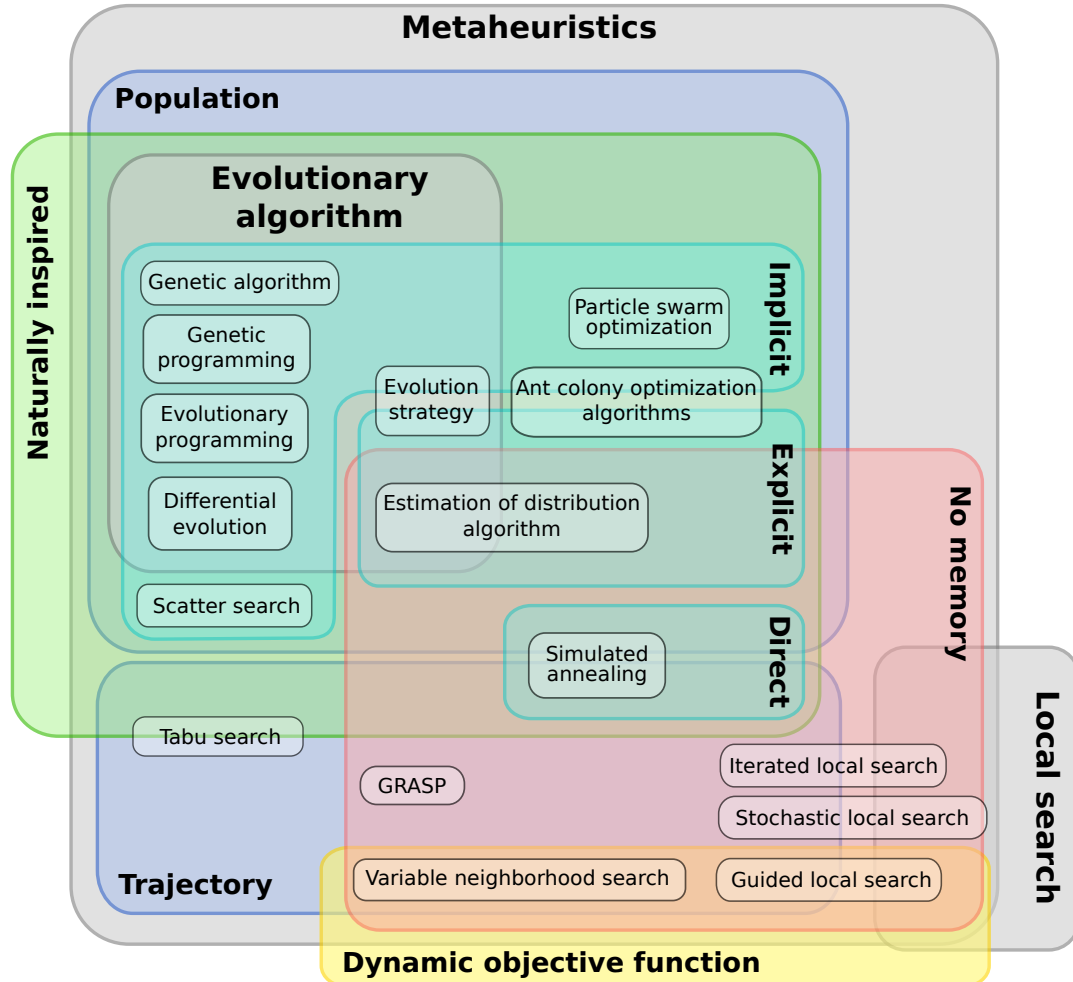
2.6 Otimização genética

Nesta seção será mostrada a otimização genética, que com o algoritmo BEM como função objetivo, irá selecionar a geometria otimizada para o estado de rugosidade da pá.

A otimização genética está classificada dentro do grupo de algoritmo meta-heurísticos, os quais têm características de serem inspirados na natureza e desenvolvidos para a resolução de complexos problemas de otimização. Os algoritmos meta-heurísticos podem ser classificados de acordo com as suas estratégias de procura de melhor resposta, buscando e melhorando-as localmente ou procurando-as por meio de técnicas de aprendizagem

(CHEHOURI *et al.*, 2015). Na figura 25 são mostrados os diferentes métodos de otimização dentro da classe meta-heurística.

Figura 25 – Classificação dos métodos meta-heurísticos



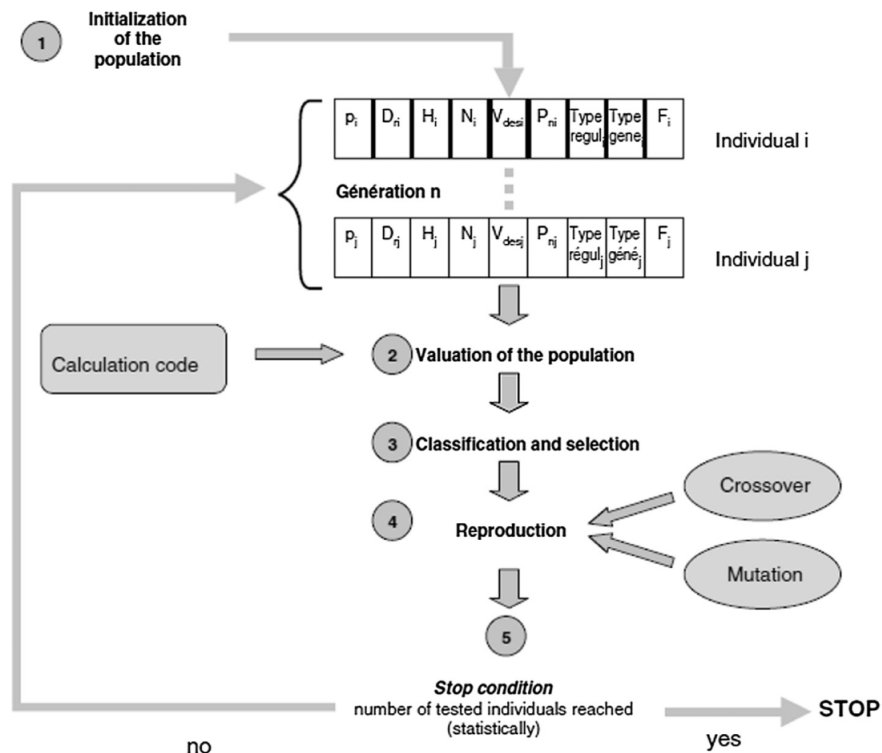
Fonte: (DRÉO, 2011)

O algoritmo genético é baseado no princípio de Darwin, onde a resposta melhor adaptada às condições da função objetivo sobrevive em uma população de respostas e tem maior probabilidade de se “reproduzir”, levando consigo seus genes ou, no caso do problema de otimização, suas variáveis, para a próxima população de respostas. Na figura 26 é mostrado esquematicamente o funcionamento do algoritmo de otimização genético.

Segundo manual do Matlab, (MathWorks Inc, 2018), o algoritmo de otimização funciona segundo estes passos:

- 1- O algoritmo começa criando uma população inicial randômica;
- 2- O programa então cria novas sequências de populações, onde a cada passo ele usa os indivíduos da população atual para criar a próxima população seguindo a seguinte ordem:

Figura 26 – Esquematização do algoritmo genético



Fonte: (DIVEUX *et al.*, 2001)

- Pontua cada membro da população atual pela função objetivo, chamando estes valores de pontuação de aptidão bruta;
 - Classifica os valores de aptidão bruta e os converte em uma faixa de valores melhor utilizável pelo algoritmo, chamando então de valores de expectativa;
 - Seleciona membros, chamados de pais, baseados nos valores de expectativa;
 - Alguns indivíduos da população atual que têm melhor aptidão para a função objetivo são selecionados e chamados de elite, sendo passados para a próxima população;
 - Produzem-se respostas crianças a partir dos pais. Elas são criadas ou fazendo-se mudanças randômicas em um pai único, sendo este processo chamado de mutação, ou combinando vetores de parâmetros “genes” a partir de dois pais, sendo este procedimento chamado de cruzamento;
 - Substitui-se a população atual pelas crianças, criando-se a próxima geração;
- 3- O algoritmo pára quando algum dos seguintes critérios de parada é satisfeito:
- Gerações: para quando é atingido um número máximo de gerações;
 - Limite de tempo: quando é atingido um tempo limite de execução do algoritmo;
 - Aptidão limite: quando se atinge um valor objetivo menor do que o especificado no início do algoritmo;

- Estagnação de geração: quando a mudança da média da função objetivo entre os membros da geração atual e das próximas não se modifica acima de uma tolerância.

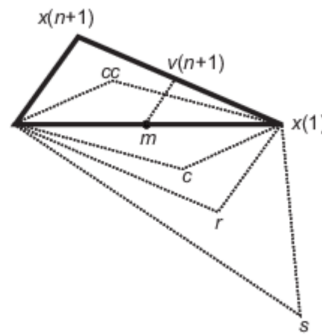
Este algoritmo de otimização é bastante utilizado devido a sua robustez e confiabilidade, apesar de consumir um tempo de execução maior. Eles são menos sensíveis a mínimos locais e permitem trabalhar com uma área de espaços de design vasta, com a vantagem de explorar domínios não lineares, não diferenciáveis e não contínuos, sendo menos sensíveis à condição inicial.

2.7 Otimização simplex

Outro algoritmo de otimização utilizado neste trabalho é o *fminsearch* do Matlab, onde este usa o método de algoritmo simplex de Nelder-Mead (MATHWORKS, 2019). Este algoritmo usa o método simplex que é um procedimento matricial para resolver modelos de programação linear na forma normal, com dimensão de $n + 1$ pontos para n -vetores x . O algoritmo inicialmente faz um simplex em torno do ponto inicial x_0 adicionando 5% de cada componente $x_o(i)$ em x_0 . O algoritmo usa estes n vetores como elementos do simplex em adição à x_0 . Então o algoritmo cria novos simplex repetidamente de acordo com os pontos encontrados, fazendo o cálculo do valor destes pontos na função objetivo, visando encontrar o menor valor. Estes pontos são encontrados através de determinadas etapas no algoritmo, como a primeira etapa da “Reflexão”, onde são encontrados os pontos m e r , onde r é ponto refletido de $x(n + 1)$ e que é testado nessa etapa do algoritmo; a etapa da “Expansão”, onde é feita a expansão entre os pontos m e $x(n + 1)$, encontrando-se ponto s que é testado na função objetivo; a etapa das “Contrações”, podendo ser “Externa”, calculando-se o ponto c , ou “Interna” calculando-se o ponto cc ; e a última etapa chamada de “Diminuição”, que é quando todos os pontos previamente encontrados não têm menor valor na função objetivo que o primeiro ponto, sendo realizado nesta etapa um novo simplex utilizando os pontos $x(1), v(2), \dots, v(n + 1)$. A figura 27 mostra os pontos que o *fminsearch* pode calcular e os possíveis simplex criados no processo descrito. O simplex original é o da linha em negrito. As iterações continuam a ser processadas pelo algoritmo até que seja atingido um critério de parada (MATHWORKS, 2019).

O algoritmo *fminsearch* é utilizado após a otimização genética, pois é altamente sensível à condição inicial. Deste modo a otimização genética se encarrega de fazer a

Figura 27 – Esquematização do simplex



Fonte: (MATHWORKS, 2019)

primeira procura bruta do ponto ótimo e o *fminsearch* faz uma busca refinada no entorno do ponto encontrado pelo algoritmo genético.

2.8 Curva de Bézier

As curvas de Bézier foram desenvolvidas por volta de 1960 por dois matemáticos franceses que trabalhavam na indústria automobilística francesa, Pierre Bézier e Paul de Faget de Casteljaeu. Elas foram criadas com o intuito de modelar formas aerodinâmicas de automóveis, porém atualmente são empregadas em diversos softwares de engenharia e computação gráfica (SIMONI, 2005). Neste trabalho as curvas de Bézier serão utilizadas para a parametrização da geometria da pá.

As curvas de Bézier são úteis para modelar projetos e se adaptam facilmente a sistemas computadorizados e podem ser desenhadas através do Algoritmo de Casteljaeu ou por equações em função dos polinômios de Bernstein. Estas curvas paramétricas são definidas geralmente no intervalo paramétrico de $[0, 1]$. Também é característica desta curva a adoção dos pontos de controle, sendo que cada um destes pontos influencia na geometria da curva. Uma curva de Bézier tem que ter no mínimo 3 pontos de controle, dois nas pontas da curva e um para modificar a forma da curva (SIMONI, 2005). As curvas de Bézier são calculadas pela equação (87).

$$B^n(t) = \sum_{i=0}^n P_i B_i^n(t) \quad (87)$$

onde, n é a ordem da curva de Bézier, P_i é o par ordenado (x, y) dos pontos de controle, t é o parâmetro da curva, tendo intervalo de $[0, 1]$, e B_i^n é o polinômio de Bernstein dado pela equação (88)

$$B_i^n(t) = \binom{n}{i} (1-t)^{n-i} t^i \quad (88)$$

onde, $\binom{n}{i}$ é o coeficiente binomial, escrito pela equação (89)

$$\binom{n}{i} = \frac{n!}{i!(n-i)!} \quad (89)$$

Para uma curva de Bézier de ordem três, a qual têm dois pontos nas extremidades e dois pontos de controle no meio da curva, a equação que descreve esta curva é dada pela equação (90) e pela equação (91) em x e y respectivamente.

$$x(t) = (1-t)^3 x_1 + 3(1-t)^2 x_2 + 3(1-t)t^2 x_3 + t^3 x_4 \quad (90)$$

$$y(t) = (1-t)^3 y_1 + 3(1-t)^2 y_2 + 3(1-t)t^2 y_3 + t^3 y_4 \quad (91)$$

Os pares ordenados $P_1(x_1, y_1)$, $P_2(x_2, y_2)$, $P_3(x_3, y_3)$ e $P_4(x_4, y_4)$ são a localização dos quatro pontos de controle, dois nas pontas e dois no meio da curva e t está entre zero e um.

3 Metodologia

3.1 *OpenFoam*

O OpenFoam é um código de dinâmica dos fluidos computacional (CFD), que emprega o método dos Volumes Finitos (MVF). A tarefa do método numérico é resolver uma ou mais equações diferenciais, substituindo as derivadas existentes por expressões algébricas que envolvam a função incógnita.

Quando não é possível encontrar uma solução analítica, pode-se realizar aproximações numéricas da equação diferencial utilizando um número discreto de pontos com um erro associado a eles. Assim, quando se deseja aumentar a precisão dos cálculos, deve-se aumentar o número de pontos a serem utilizados para aproximar da solução exata. Em consequência, pelo aumento dos cálculos a serem efetuados o esforço computacional também crescerá, mas de forma não linear (VERGEL, 2013). Deve-se salientar que a modelagem em CFD proporciona resultados excelentes se as equações do modelo representarem com fidelidade a física do problema e estiverem livres de erros numéricos associados a esse tipo de enfoque (VERGEL, 2013).

O método dos volumes finitos foi desenvolvido por McDonald (1971) e MacCormack e Paullay (1972), inicialmente empregado na solução de problemas bidimensionais. Basicamente, todo método de volumes finitos busca obter equações aproximadas, dividindo o domínio em volumes elementares e satisfazendo a conservação das quantidades transportadas para cada volume. As equações aproximadas são obtidas integrando no espaço e tempo as equações de conservação de massa, quantidade de movimento e energia em suas formas divergentes. Ao realizar a integração em todos os volumes elementares obtém-se uma equação algébrica para cada elemento e, portanto, os valores médios de todas as propriedades envolvidas são obtidos em volumes discretos ao longo do domínio (VERGEL, 2013).

3.1.1 Equações governantes do escoamento

As equações que governam o escoamento para um fluido incompressível são equações diferenciais parciais que descrevem a conservação de massa e quantidade de movimento, chamadas de equações de Navier-Stokes equações (92) e (93) respectivamente.

$$\frac{\partial v_k}{\partial x_k} = 0 \quad (92)$$

$$\frac{\partial v_i}{\partial t} + v_j \frac{\partial v_i}{\partial x_j} = \frac{1}{\rho} \frac{\partial}{\partial x_j} \tau_{ij} \quad (93)$$

Onde v é velocidade, p é a pressão, ρ é a massa específica e τ_{ij} é o tensor das tensões, o qual quando o fluido é newtoniano é descrito pela equação (94)

$$\tau_{ij} = -p\delta_{ij} + \mu \left(\frac{\partial v_i}{\partial x_j} + \frac{\partial v_j}{\partial x_i} \right) \quad (94)$$

Onde δ_{ij} é o delta de Kronecker e μ é a viscosidade cinemática.

3.1.2 Turbulência

A maior parte dos escoamentos na natureza e em sistemas industriais são escoamentos turbulentos. O escoamento turbulento é caracterizado pelo movimento randômico e caótico do fluido, que faz consequentemente flutuarem os campos de velocidade e a pressão. Estas flutuações resultam em mudanças nas quantidades transportadas como a quantidade de movimento, energia e concentração de espécies (CHEN; KATZ; PETERS, 2014).

Como estas flutuações são em escala pequena e em alta frequência é um desafio computacional modelá-las. Assim um modo de simplificar é fazer a média destas quantidades transportadas que flutuam, resultando em equações menos intensivas computacionalmente. Entretanto estas equações adicionam variáveis desconhecidas que precisam ser modeladas e assim modelos de turbulência são necessários. Neste trabalho foi usado um modelo de turbulência do tipo Reynolds-Averaged Navier Stokes (RANS). O modelo de turbulência RANS utiliza equações RANS em conjunto com um modelo de turbulência para a incógnita do tensor de Reynolds (CHEN; KATZ; PETERS, 2014).

Nas equações RANS as variáveis das equações Navier-Stokes são decompostas numa componente média e outra componente flutuante da variável. Assim a variável velocidade

u_i pode ser decomposta em $\bar{u}_i + u'_i$, onde \bar{u}_i é a média e u'_i a flutuação. Isto é feito para cada variável na equação de Navier-Stokes, o que resulta na equação (95)

$$\rho \frac{\partial \bar{v}_i}{\partial t} + \rho \bar{v}_j \frac{\partial \bar{v}_i}{\partial x_j} = -\frac{\partial p}{\partial x_i} \delta_{ij} + \frac{\partial}{\partial x_j} \left(\mu \frac{\partial \bar{v}_i}{\partial x_j} - \overline{\rho v'_i v'_j} \right) \quad (95)$$

Esta equação tem o mesmo formato da equação dinâmica de Navier-Stokes, porém tem o termo $-\overline{\rho u'_i u'_j}$ que é chamado de tensor de Reynolds e que precisa ser modelado. Usando a hipótese de Boussinesq, o tensor de Reynolds é modelado pela equação (96)

$$-\overline{\rho v'_i v'_j} = -\frac{2}{3} \rho k \delta_{ij} + \mu_t \left(\frac{\partial \bar{v}_i}{\partial x_j} + \frac{\partial \bar{v}_j}{\partial x_i} \right) \quad (96)$$

Nesta equação existem os termos de viscosidade turbulenta μ_t e energia cinética das flutuações turbulentas k , os quais são encontrados utilizando um modelo de turbulência. O modelo de turbulência apresentado é o modelo de k - ω SST (transporte de tensão de cisalhamento), desenvolvido por (MENTER, 1993). Este modelo é preciso e confiável para uma grande classe de escoamentos como escoamento com gradiente de pressão adverso, escoamentos transônicos entre outros.

3.1.3 Modelo k - ω SST

O modelo k - ω SST conjuga a formulação do modelo k - ω clássico próximo à parede e modelo k - ϵ para o escoamento longe da parede. Para isso ambos os modelos são multiplicados por uma função mistura e adicionados juntos. Esta função serve para ativar o modelo padrão k - ω próximo à parede e o modelo k - ϵ no escoamento longe da parede. Este modelo consiste em duas equações: uma da energia cinética turbulenta (k) e a razão específica de dissipação (ω), mostradas nas equações (97) e (98) (MENTER, 1993).

$$\frac{\partial (\rho k)}{\partial t} + \frac{\partial (\rho v_j k)}{\partial x_j} = P - \beta^* \rho \omega k + \frac{\partial}{\partial x_j} \left[(\mu + \sigma_k \mu_t) \frac{\partial k}{\partial x_j} \right] \quad (97)$$

$$\frac{\partial (\rho \omega)}{\partial t} + \frac{\partial (\rho v_j \omega)}{\partial x_j} = \frac{\gamma}{\nu_t} P - \beta \rho \omega^2 + \frac{\partial}{\partial x_j} \left[(\mu + \sigma_\omega \mu_t) \frac{\partial \omega}{\partial x_j} \right] + 2(1 + F_1) \frac{\rho \sigma_\omega}{\omega} \frac{\partial k}{\partial x_j} \frac{\partial \omega}{\partial x_j} \quad (98)$$

onde a variável P é dada pela equação (99)

$$P = \tau_{ij} \frac{\partial v_i}{\partial x_j} \quad (99)$$

$$\tau_{ij} = \mu u_t \left(2S_{ij} - \frac{2}{3} \frac{\partial v_k}{\partial x_k} \delta_{ij} \right) - \frac{2}{3} \rho k \delta_{ij}$$

$$S_{ij} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial v_i}{\partial x_j} + \frac{\partial v_j}{\partial x_i} \right)$$

As equações que definem os valores iniciais da simulação para os parâmetros k e ω são mostradas nas equações (100) e (101), respectivamente.

$$k = \frac{3}{2} (UI)^2 \quad (100)$$

onde U é a velocidade do escoamento, e I é a intensidade da turbulência.

$$\omega = \frac{\sqrt{k}}{l} \quad (101)$$

onde l é a escala da turbulência. Com os valores de k e ω , a viscosidade cinemática turbulenta ν_T é calculada com a equação (102).

$$\nu_T = \frac{k\nu}{\mu\omega} \quad (102)$$

onde ν é a viscosidade cinemática e μ a viscosidade dinâmica.

3.1.4 Equação de Navier-Stokes para desenvolvimento dos métodos de volumes finitos

Para o desenvolvimento dos métodos de volumes finitos, as equações de conservação de massa e de conservação de quantidade de movimento, equações (92) e (93) respectivamente, devem ser escritas na forma integral. A partir da equação de Navier-Stokes já tomada a média de Reynolds e considerada a hipótese de Boussinesq, equação (95), mostrada novamente abaixo.

$$\rho \frac{\partial \bar{v}_i}{\partial t} + \rho \bar{v}_j \frac{\partial \bar{v}_i}{\partial x_j} = - \frac{\partial}{\partial x_i} \left(p + \frac{2}{3} \rho k \right) \delta_{ij} + \frac{\partial}{\partial x_j} \left(\mu \frac{\partial \bar{v}_i}{\partial x_j} \right) + \frac{\partial}{\partial x_j} \left(\mu_T \frac{\partial \bar{v}_i}{\partial x_j} \right)$$

Integrando-se a equação (95) para um volume de controle, encontra-se a equação (103).

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} \int_{V_c} \rho \bar{v}_i dV + \int_{V_c} \rho \bar{v}_j \frac{\partial \bar{v}_i}{\partial x_j} dV = & - \int_{V_c} \frac{\partial}{\partial x_j} \left(p + \frac{2}{3} \rho k \right) \delta_{ij} dV \\ & + \int_{V_c} \frac{\partial}{\partial x_j} \left(\mu \frac{\partial \bar{v}_i}{\partial x_j} \right) dV + \int_{V_c} \left(\mu_T \frac{\partial \bar{v}_i}{\partial x_j} \right) dV \quad (103) \end{aligned}$$

Utilizando-se do teorema de Gauss para divergência, equação (104), consegue-se modificar a integração pelo volume para a integração pela superfície do volume de controle.

$$\int_{V_c} \frac{\partial}{\partial x_j} (a) dV = \int_A n_j \cdot a dA \quad (104)$$

Aplicando-se este teorema na equação (103), encontra-se a equação (105), utilizada na técnica de resolução por volumes finitos.

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t} \int_{V_c} \rho \bar{v}_i dV + \int_A \rho \bar{v}_i \bar{v}_j n_j dA = & - \int_A \left(p + \frac{2}{3} \rho k \right) n_i dA \\ & + \int_A \mu \frac{\partial \bar{v}_i}{\partial x_j} n_j dA + \int_A \mu_T \frac{\partial \bar{v}_i}{\partial x_j} n_j dA \end{aligned} \quad (105)$$

Assim, para um escoamento em regime permanente a equação (105), pode ser simplificada para a equação (106).

$$\int_A \rho \bar{v}_i \bar{v}_j n_j dA = - \int_A \left(p + \frac{2}{3} \rho k \right) n_i dA + \int_A \mu \frac{\partial \bar{v}_i}{\partial x_j} n_j dA + \int_A \mu_T \frac{\partial \bar{v}_i}{\partial x_j} n_j dA \quad (106)$$

Se o escoamento for em regime transiente, então tem que se fazer a integração de cada termo no tempo, encontrando-se a equação (107).

$$\begin{aligned} \int_{\Delta t} \frac{\partial}{\partial t} \int_{V_c} \rho \bar{v}_i dV dt + \int_{\Delta t} \int_A \rho \bar{v}_i \bar{v}_j n_j dA dt = & - \int_{\Delta t} \int_A \left(p + \frac{2}{3} \rho k \right) n_i dA dt \\ & + \int_{\Delta t} \int_A \mu \frac{\partial \bar{v}_i}{\partial x_j} n_j dA dt + \int_{\Delta t} \int_A \mu_T \frac{\partial \bar{v}_i}{\partial x_j} n_j dA dt \end{aligned} \quad (107)$$

3.1.5 Aproximação das integrais de superfície

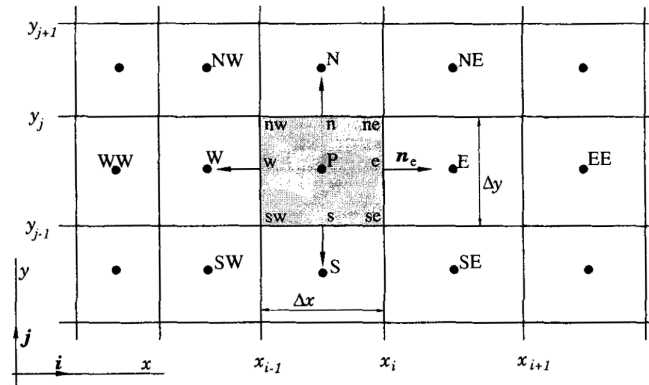
As integrais de superfície tem o formato da equação (108).

$$\int_A f dA = \sum_k \int_{A_k} f dA \quad (108)$$

onde f pode ser as partes convectivas ou difusivas da equação de transporte. A figura 28 mostra o volume de controle e suas notações para uma malha em duas dimensões.

Para calcular a integral de superfície da equação (108), seria necessário saber o integrando f em qualquer lugar da superfície, porém esta informação não está disponível,

Figura 28 – Volume de controle e suas notações para um malha 2D



Fonte: (FERZIGER; PERIĆ, 2002)

já que os únicos valores conhecidos estão localizados nos centros dos volumes de controle, como por exemplo o ponto P na figura 28. Assim é necessário fazer uma aproximação desta integral, utilizando pelo menos dois níveis de aproximação: a integral é aproximada em termos dos valores da variável em uma ou mais localizações na face da célula e os valores das faces da célula são aproximados em termos dos valores do centro do volume de controle em questão (FERZIGER; PERIĆ, 2002).

A lei de ponto médio é uma aproximação de segunda ordem dessa integral de superfície, onde a integral é aproximada como o produto do integrando no centro da face da célula, ponto e , e a área da face da célula A_e , conforme a equação (109).

$$F_e = \int_{A_e} f \, dA = \bar{f}_e \, dA \approx f_e A_e \quad (109)$$

Como o valor no centro da face da célula, f_e , não é conhecido, necessita-se utilizar uma interpolação. Para se manter a segunda ordem da aproximação da lei do ponto médio, é necessário utilizar pelo menos uma interpolação de segunda ordem também (FERZIGER; PERIĆ, 2002). Como exemplo, mostra-se a aproximação trapezoidal, a qual é de segunda ordem, pois utiliza dois valores na interpolação, equação (110). Na seção 3.1.7 são mostradas as interpolações utilizadas nas simulações.

$$F_e \approx f_e A_e \approx \frac{A_e}{2} (f_{ne} + f_{se}) \quad (110)$$

3.1.6 Aproximação das integrais de volume

Alguns termos da equação de transporte necessitam a integração sobre o volume do volume de controle. Uma das aproximações de segunda ordem desta integral é calcular o produto do valor médio do integrando e o volume da célula do volume de controle e aproximar o primeiro como o valor do centro do volume de controle, conforme a equação (111) (FERZIGER; PERIĆ, 2002).

$$Q_p = \int_{V_c} q \, dV = \bar{q} \Delta V \approx q_p \Delta V \quad (111)$$

Esta aproximação não necessita de interpolação já que são conhecidos todos os valores das variáveis no centro do volume de controle, e ela é exata se a variável q é constante ou varia linearmente com o volume de controle. Se não, existe um erro e é possível minimizar este erro empregando aproximações da integral de maior ordem.

3.1.7 Interpolações e diferenciações utilizadas

Interpolação linear

Nas simulações tanto com escoamentos em regime permanente, quanto em regime transiente a interpolação utilizada para aproximar o valor da face do volume de controle foi a interpolação linear, a qual é uma aproximação de segunda ordem. Pela figura 28 para a uma variável Φ a interpolação linear para a localização e é dada pela equação (112) (FERZIGER; PERIĆ, 2002).

$$\Phi_e = \Phi_E \lambda_e + \Phi_P (1 - \lambda_e) \quad (112)$$

onde o fator de interpolação linear λ_e é dado pela equação (113).

$$\lambda_e = \frac{x_e - x_P}{x_E - x_P} \quad (113)$$

Diferenciação linear

Para o cálculo de diferenciação para os gradientes e laplacianos, a aproximação utilizada foi a “Gauss linear” no OpenFoam, também uma aproximação de segunda-ordem. A palavra chave Gauss, no OpenFoam, especifica a discretização de volumes finitos padrão da integração Gaussiana, a qual requer a interpolação de valores de centros de células para centros de face. A aproximação da diferenciação linear é mostrada na equação (114), para a variável Φ na localização e (FERZIGER; PERIĆ, 2002).

$$\left(\frac{\partial\Phi}{\partial x}\right)_e \approx \frac{\Phi_E - \Phi_P}{x_E - x_P} \quad (114)$$

Como todas as aproximações de ordem maior que um, esta interpolação pode produzir soluções oscilatórias. Este é o esquema de segunda ordem mais simples e é o mais utilizado.

Interpolação Upwind

Para o cálculo dos divergentes foi utilizado a interpolação Gauss Upwind no OpenFoam, uma aproximação de ordem um, que incondicionalmente satisfaz os critérios de limites e assim nunca irá produzir soluções oscilatórias. A interpolação Upwind usa uma adaptativa ou solução sensível de diferenças finitas para numericamente simular a direção de propagação da informação no campo de escoamento. A interpolação Upwind tenta discretizar equações diferenciais parciais hiperbólicas usando polarização diferencial na direção determinada pelo sinal das velocidades. A aproximação da variável Φ para a localização e é dada pela equação (115) (FERZIGER; PERIĆ, 2002).

$$\Phi_e = \begin{cases} \Phi_P & \text{se } (v.n)_e > 0 \\ \Phi_E & \text{se } (v.n)_e < 0 \end{cases} \quad (115)$$

3.1.8 Condições de contorno utilizadas

As condições de contorno são utilizadas para solucionar e tratar as equações de conservação de massa e quantidade de movimento nas bordas das malhas. Foram utilizadas

nas simulações no OpenFOAM as condições de contorno gerais de valor fixo, gradiente zero e entrada/saída, sendo usadas para velocidade, pressão e grandezas turbulentas.

Dirichlet

A condição de contorno de Dirichlet é dada pela imposição de um valor fixo e tem a expressão dada pela equação (116) para uma variável geral ϕ

$$\phi_f = \phi_{ref} \quad (116)$$

onde, ϕ_{ref} é o valor dado pelo usuário e ϕ_f é o valor da face na borda da malha.

Neumann

A condição de contorno de Neumann é dada pela equação (117)

$$\vec{n} \cdot \vec{\nabla} \phi = 0 \quad (117)$$

onde ela extrapola a quantidade para a borda da malha a partir do valor da célula mais próxima, significando que a quantidade é desenvolvida no espaço e seu gradiente é igual a zero na direção perpendicular à borda limite da malha e isso é dado pela equação abaixo

$$\phi_f = \phi_c + d \nabla \phi_{ref} \quad (118)$$

onde, ϕ_{ref} é o valor da face na borda da malha, ϕ_c é o valor da célula, $\nabla \phi_{ref}$ é o gradiente de referência e d é a distância da face para a célula.

Entrada/Saída

A condição de contorno “inletOutlet” do OpenFoam também é aplicável para qualquer tipo de variável e ela consegue definir o valor de correção utilizando a condição de contorno de valor fixo especificado pelo usuário para o fluxo reverso e a vazão de saída é tratada usando uma condição de gradiente zero. Esta condição de contorno também faz um invólucro ao redor da condição de contorno de mistura, sendo uma mistura linear da

condição de contorno de valor fixo e da condição de contorno de gradiente e é dada pela equação (119)

$$\phi_f = \Omega\phi_{ref} + (1 - \Omega) (\phi_c + \Delta \nabla \phi_{ref}) \quad (119)$$

onde, Ω é a fração de valor.

Sem deslissamento

Nas paredes a condição de contorno sem deslissamento ou no OpenFoam “noSlip” é utilizada para definir a velocidade para zero, conforme equação abaixo

$$v_i = 0 \quad (120)$$

Com deslissamento

Nas paredes a condição de contorno com deslissamento ou no OpenFoam “slip” é utilizada para definir a velocidade igual ao fluxo interno, conforme equação abaixo

$$v_p = v_i \quad (121)$$

onde v_p é a velocidade na parede e v_i é a velocidade do fluxo.

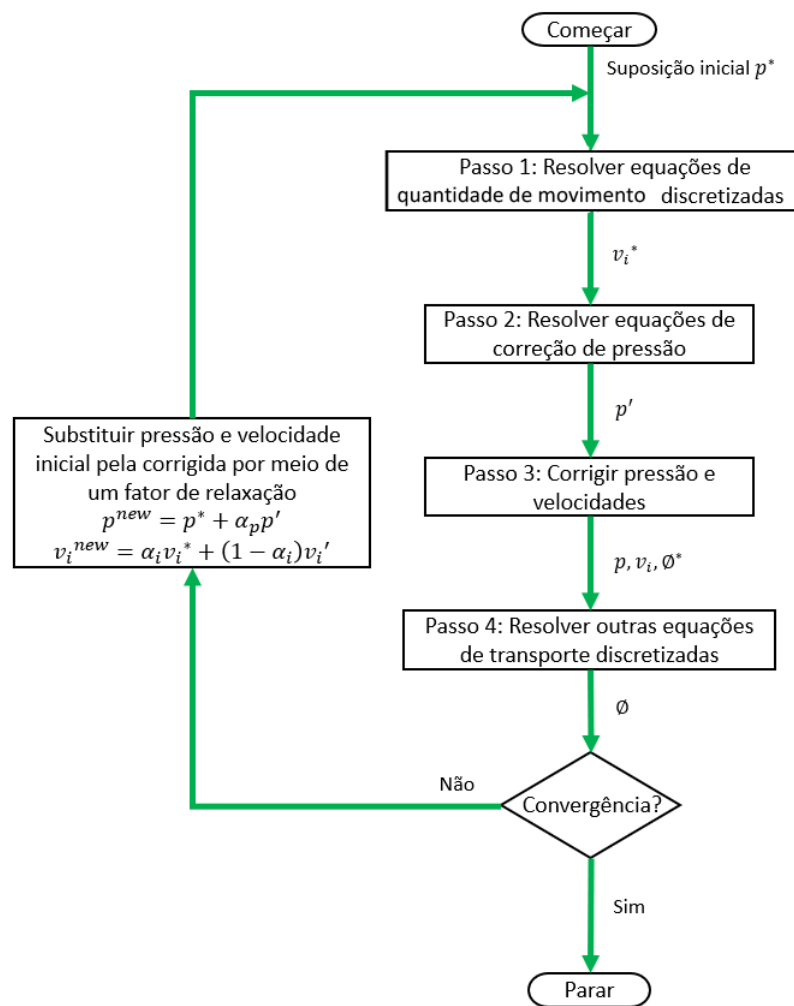
Velocidade de parede em movimento

Para as simulações transientes com malhas móveis foi utilizada a condição de contorno Velocidade de parede em movimento ou no OpenFoam “movingWallVelocity” na parede do objeto que se movia. Ela faz o invólucro ao redor da condição de contorno de valor fixo e define a velocidade do fluxo para paredes móveis usando o valor desejado pelo usuário.

3.1.9 Método SIMPLE steady

O nome SIMPLE é um acrônimo de "Semi-Implicit Method for Pressure-Linked Equations", e foi originalmente desenvolvido por (PATANKAR; SPALDING, 1972). Na figura 29 são mostrados esquematicamente os passos do algoritmo SIMPLE.

Figura 29 – Esquema do funcionamento do solver SIMPLE



Fonte: Adaptado de (VERSTEEG; MALALASEKERA, 2007)

O princípio básico do solver é supor um valor para pressão e depois corrigir esta suposição para uma resposta mais próxima do real. Este solver funciona com um arranjo de malhas escalonadas (VERSTEEG; MALALASEKERA, 2007). Nas malhas escalonadas, as variáveis escalares como pressão, massa específica e temperatura são calculadas nos pontos nodais das células, enquanto que as componentes da velocidade são calculados nos pontos centrais das arestas das células.

O algoritmo SIMPLE foi desenvolvido supondo um campo de pressão p^* e calculando as componentes de velocidade iniciais v_i^* , a partir da pressão inicial. Foi definida uma correção para pressão p' , para que se chegue à pressão final, $p = p^* + p'$. Esta equação foi substituída nas equações de quantidade de movimento discretizadas para encontrar a velocidade final e neste momento é feita uma simplificação nas equações de velocidade, retirando-se o somatório referente à correção da velocidade, onde a omissão deste termo é a principal aproximação do algoritmo SIMPLE. A velocidade final então é substituída na equação de continuidade para o cálculo do fator de correção da pressão p' . Uma vez conhecido este fator de correção é possível calcular a pressão final p e as componentes de velocidades finais v_i . A simplificação feita para encontrar as velocidades no meio do método não afeta o resultado final porque as correções de pressão e velocidade serão zero na solução convergida.

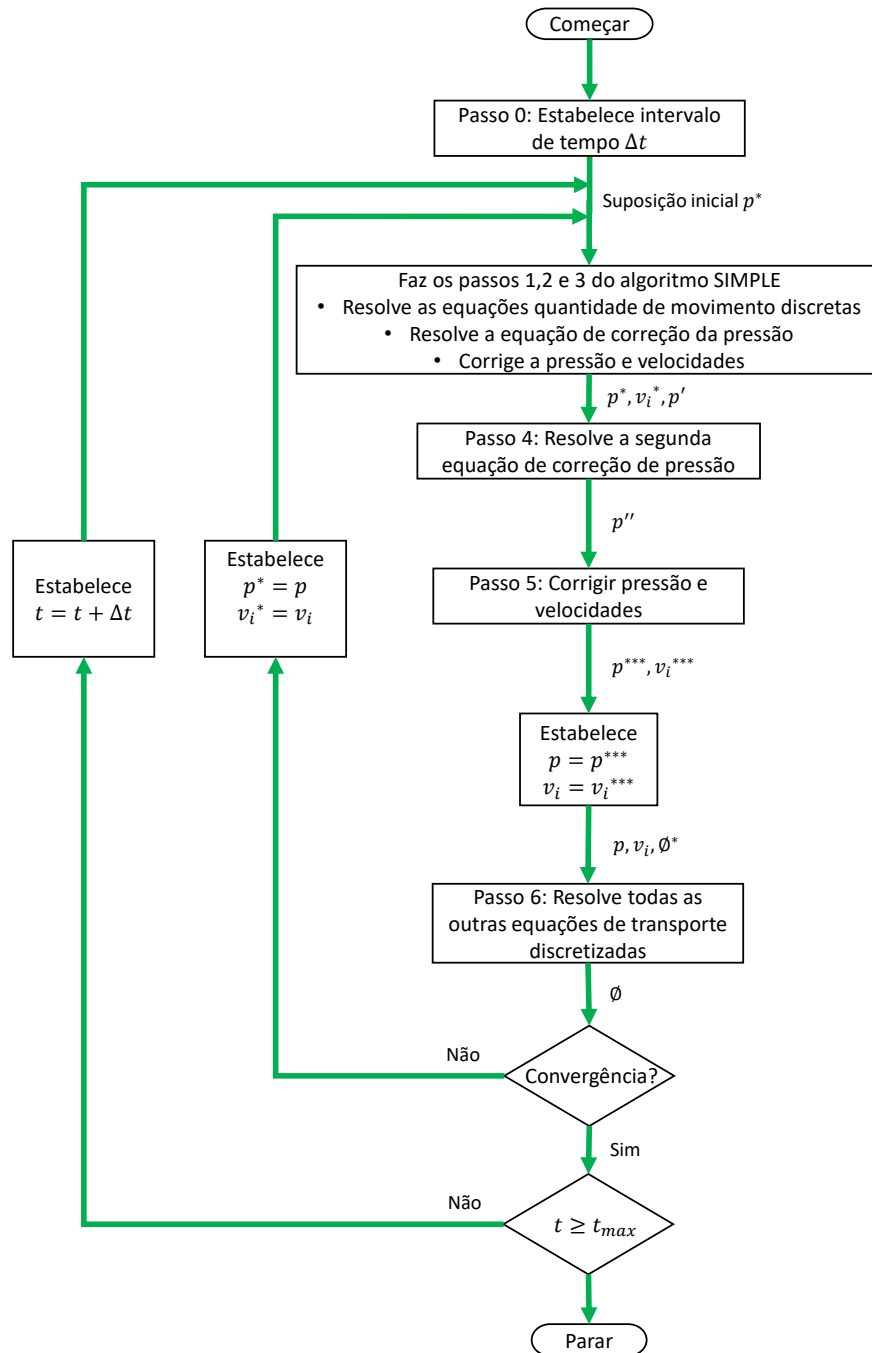
A equação de correção da pressão é suscetível a divergir a não ser que algum fator de relaxação seja usado durante o processo iterativo e novas e melhoradas pressões sejam obtidas. Este fator de relaxação, α_p , pode ter valor maior que 0 e menor ou igual a 1. Quando 1 o novo valor suposto para a pressão é igual à correção p' , mas se o valor de pressão sugerido estiver muito longe da solução final, este valor pode ser instável para os cálculos computacionais do algoritmo. Assim é desejável que α_p seja grande o suficiente para que a solução final seja atingida rapidamente, porém suficientemente pequeno para não gerar instabilidade computacional do algoritmo. Mesmos fatores de relaxação podem ser usados para o cálculo das velocidades.

3.1.10 Método PIMPLE unsteady

No OpenFoam foi desenvolvido o solver PIMPLE para escoamentos transientes. Este solver é a união do solver SIMPLE, com o solver PISO, o qual é um acrônimo de "Pressure Implicit with Splitting of Operators", desenvolvido por (ISSA, 1986). Na figura 30 é mostrado esquematicamente os passos do algoritmo PISO.

O solver PISO é dotado de um passo que prevê e dois passos que corrigem os valores das variáveis e pode ser visto como uma extensão do algoritmo SIMPLE, com um passo a mais de corretor para melhorá-lo (VERSTEEG; MALALASEKERA, 2007).

Figura 30 – Esquema do funcionamento do solver PISO



Fonte: Adaptado de (VERSTEEG; MALALASEKERA, 2007)

No passo de previsão do PISO, ele funciona da mesma maneira que o SIMPLE, supondo uma pressão p^* e calculando as componentes de velocidade v_i^* , fazendo em seguida a correção da pressão, p' , e recalculando a pressão e velocidade, p^{**} e v_i^{**} , respectivamente. Com estes valores ele faz uma segunda etapa de correção da pressão p'' , para encontrar os valores de pressão p^{***} e de velocidade v_i^{***} , onde ele se verifica houve a convergência ou

não e se não, recomeça-se o procedimento utilizando estes últimos valores de pressão e velocidade como iniciais.

Por estar sendo operado em modo transiente, irá aparecer os termos de tempo mostrados na equação 107, sendo necessário no algoritmo o passo do tempo. Assim para cada passo temporal Δt é rodado o algoritmo PISO transiente, até que se atinja o tempo final.

Um dos critérios do algoritmo PISO transiente no OpenFoam é que o número de Courant, equação (122), seja menor que 1, para que a simulação não fique numericamente instável.

$$Co = \frac{\Delta t |U|}{dx} \quad (122)$$

onde, Δt é o intervalo de tempo, U é a velocidade do escoamento e dx é o tamanho da célula na direção da velocidade.

Para malhas complexas ou com alta velocidade de escoamento, o número de Courant começa a ser um limitador do tamanho do intervalo de tempo, deixando a simulação lenta de ser resolvida. Com a implementação do algoritmo SIMPLE no método PISO, gerando o algoritmo PIMPLE é possível deixar a simulação numericamente mais estável, mesmo com número de Courant acima de 1.

O PIMPLE do OpenFoam tem duas principais variáveis de controle do solver, o $nCorretors$ e o $nOuterCorrectors$. Quando estas duas variáveis são fixadas em 1, o PIMPLE funciona exatamente como se fosse o algoritmo PISO e assim devendo ficar sempre com o número de Courant menor que 1, para que a simulação fique numericamente estável.

Quando o $nCorretors$ é igual a 2 o solver realiza a correção da pressão duas vezes, porém ele continua funcionando como o solver PISO. Quando o $nOuterCorrectors$ tem valores maiores que 1 é calculado mais que uma vez o acoplamento entre a equação de quantidade de movimento e pressão em um intervalo de tempo Δt , possibilitando que o algoritmo SIMPLE seja utilizado mais que uma vez em cada intervalo de tempo.

É importante notar que devido ao fato de que o algoritmo PIMPLE permite usar intervalos de tempo maiores, pode ocorrer perda de informações importantes que levam a resultados diferentes em simulações transientes.

3.1.11 Método numérico utilizado para simulação do aerofólio NACA 4415

O objetivo desta simulação é obter os coeficientes aerodinâmicos com o aerofólio com superfície lisa e com superfície rugosa para posterior uso no modelo BEM e otimizações de pás. Na realização da simulação do aerofólio para obtenção de seus coeficientes aerodinâmicos foram realizadas simulações de inicialização utilizando o algoritmo `simpleFoam`, o qual realiza uma simulação para escoamentos Newtonianos, permanentes e turbulentos. Estas simulações foram feitas até se atingisse uma resposta que estivesse dentro dos critérios de parada, com erro residual de velocidade, pressão, energia cinética turbulenta e fator ω menor que 1×10^{-5} ou até a iteração máxima de 4000, para os casos mais desafiadores.

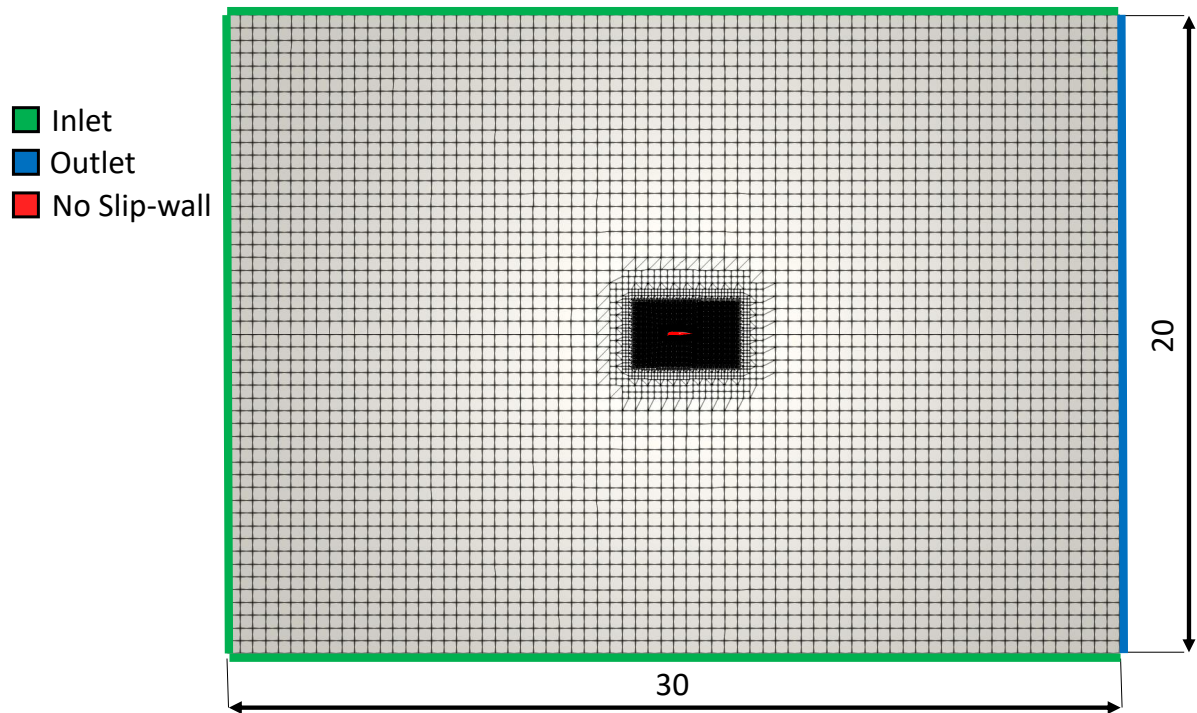
Utilizando os resultados finais da simulação de escoamento permanente, realizaram-se simulações utilizando o algoritmo `pimpleFoam` o qual é recomendado para escoamentos Newtonianos, transientes e turbulentos. Neste trabalho utilizou-se um `time-step` de $6,25 \times 10^{-6}$, ficando o número de Courant abaixo de 0,94.

A malha do aerofólio foi feita utilizando o código “`snappyHexMesh`” disponível no `OpenFoam` e é mostrada na figura 31. Ela tem 25.714 células, com uma primeira camada de dimensão de 10^{-3} m e razão de crescimento 1,2, ficando localizada na parte logarítmica da camada limite, sendo utilizada a função de parede, “`nutkRoughWallFunction`”, para a resolução da subcamada viscosa e camada de transição. A malha tem uma dimensão de 30 metros por 20 metros e o aerofólio com dimensão de corda de 1 metro. Na figura 31 é mostrada a visão geral da malha, já na figura 32 é mostrada em detalhe a malha próximo ao aerofólio.

O aerofólio NACA 4415 foi imposto a um escoamento de número de Reynolds de 3×10^6 , o que para uma massa específica do ar de $1,225 \text{ kg/m}^3$, viscosidade $1,79 \times 10^{-5} \text{ Pa.s}$ e considerando a dimensão característica do aerofólio de 1 m, resulta numa velocidade de escoamento constante de $43,84 \text{ m/s}$.

Para o cálculo inicial das condições de contorno do modelo de turbulência, foram utilizadas as equações mostradas na seção 3.1.3, sendo considerado intensidade de turbulência igual a 2,5%. Nas bordas `Inlet`, para a velocidade e grandezas turbulentas, como ν_T , k e ω , foi utilizada condição de contorno de valor fixo, com valores de módulo de $43,84 \text{ m/s}$, $1,07 \text{ m}^2/\text{s}$, $1,73 \text{ m}^2/\text{s}^2$ e $1,32 \text{ 1/s}$ respectivamente. Para a pressão utilizou-se

Figura 31 – Malha utilizada



Fonte: Elaborado por autor, 2019

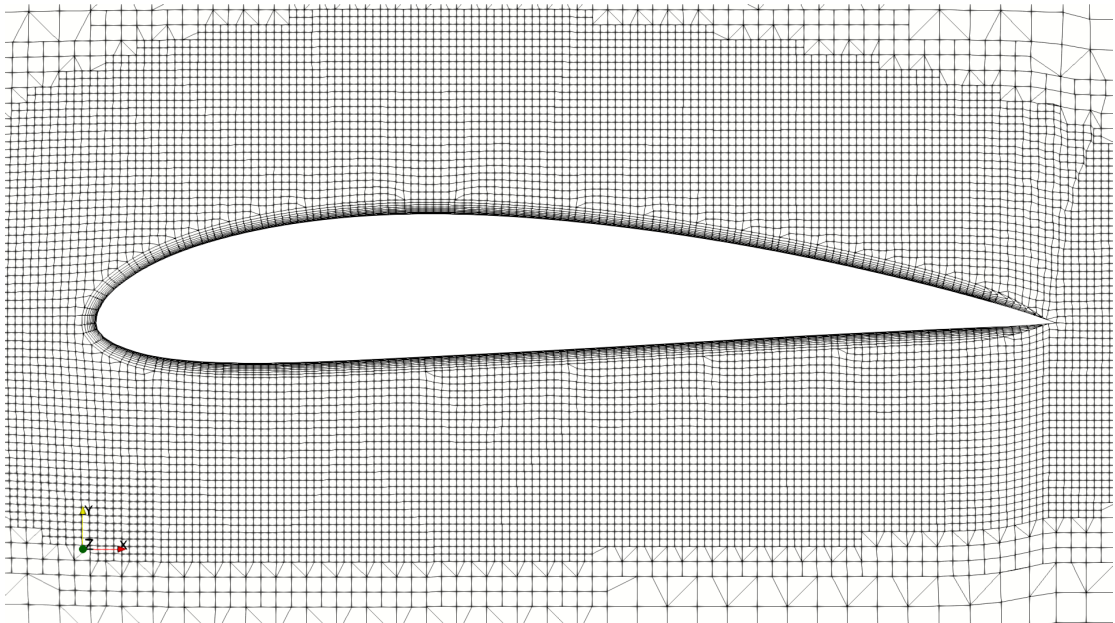
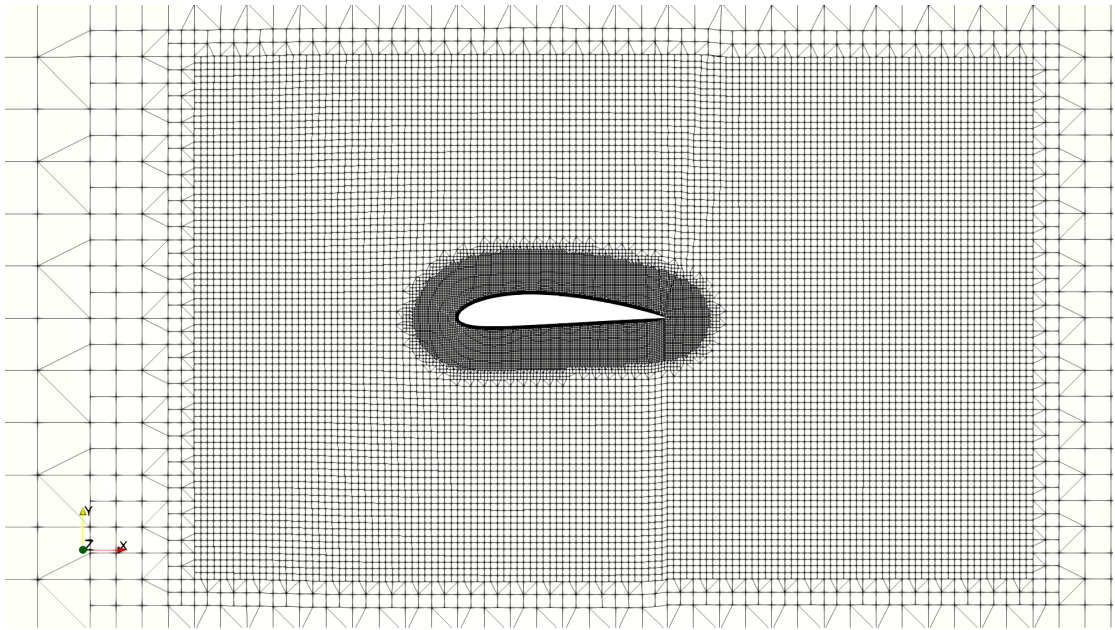
condição de contorno de gradiente zero. Nas bordas outlet a condição de contorno utilizada para velocidade de gradiente zero e para pressão valor fixo igual a zero. Nas grandezas turbulentas, em ν_T utilizou-se a condição de contorno de valor fixo, com valor igual a $1,07 \text{ m}^2/\text{s}$ e para k e ω , utilizou-se condição de contorno inletOutlet com valor de inlet de $1,73 \text{ m}^2/\text{s}^2$ e $1,32 \text{ 1/s}$ respectivamente e outlet de $1,73 \text{ m}^2/\text{s}^2$ e $1,32 \text{ 1/s}$ respectivamente.

Foi imposto na parede do aerofólio, para velocidade a condição de contorno “noSlip” e para pressão condição de contorno de gradiente zero, uma função de parede com em ν_T de $k_s = 0$ para o aerofólio com superfície lisa e $k_s = 0,0015$ para o aerofólio com superfície rugosa, sendo a variável $C_s = 0,26$ em ambos os casos e função de parede para k de valor de $1,73 \text{ m}^2/\text{s}^2$ e ω valor de $1,32 \text{ 1/s}$. Foi variado o ângulo de ataque do escoamento entre -4° até 12° .

3.1.12 Método numérico utilizado para simulação do rotor da turbina NREL 5 MW

Na realização da simulação do rotor da turbina do NREL (National Renewable Energy Laboratory) realizou-se também uma simulação de inicialização utilizando o

Figura 32 – Detalhamento da malha



Fonte: Elaborado por autor, 2019

algoritmo SIMPLE. Esta simulação foi feita até a iteração máxima de 500. Utilizando os resultados da finais da simulação de inicialização, realizaram-se simulações transientes também utilizando o algoritmo pimpleFoam. Nessa simulação foi utilizado um time-step de em média de 2×10^{-4} s, ficando o número de CFL abaixo de 0,95.

A malha do rotor foi feita utilizando o código snappyHexMesh disponível no OpenFoam e é mostrada na figura 33. Ela tem 9.274.703 células, com uma primeira camada de dimensão de 1×10^{-3} m, e razão de crescimento 1,2, ficando localizada na parte logarítmica da camada limite, sendo utilizada a função de parede, “nutkRoughWallFunction”, para a resolução da subcamada viscosa e camada de transição. A malha tem dimensão de 800 metros por 600 metros, tendo 600 metros de altura, o domínio do rotor tem diâmetro de dimensão de 150 metros por 70 metros de comprimento e o rotor tem diâmetro de 125 metros. Ela é dotada de duas malhas, uma fixa e uma móvel. A malha fixa é a malha do campo, onde existe a entrada e a saída da fluxo e quatro faces com rugosidade zero, distantes do objeto estudado. Dentro dessa malha existe uma cavidade de formato cilíndrico onde está abrigada a segunda malha do Rotor, a qual é móvel e gira em torno de seu eixo e onde está localizado o rotor da turbina. As faces de contato, tando do campo para o rotor quanto do rotor para o campo, têm a condição de contorno chamado cyclicAMI e usa como princípio o AMI (Arbitrary Mesh Interface) para patches não conformes, o qual foi implementado no OpenFoam baseado no algoritmo descrito em (FARRELL; MADDISON, 2011). AMI é uma técnica que permite a simulação através de malhas desconectadas, mas adjacentes, podendo ser estacionários ou se mover em relação um ao outro.

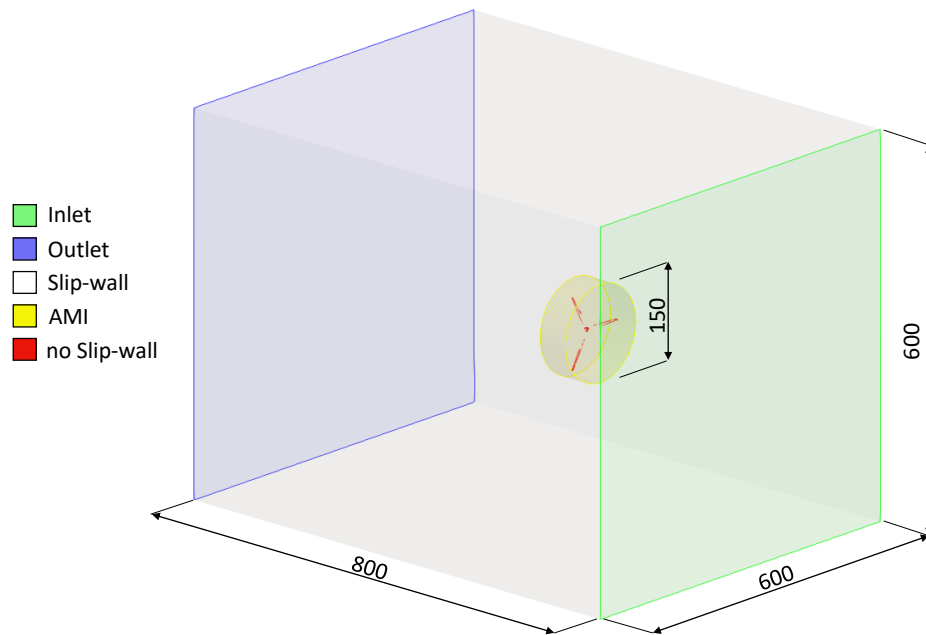
A implementação é totalmente paralelizada, com a AMI sendo distribuída em vários subdomínios ou confinada a um único subdomínio. A capacidade de interface deslizante foi testada em geometrias de engenharia, incluindo hélices.

Na figura 34 é mostrada a visão geral da malha e a superfície do rotor, já na figura 35 são mostrados em detalhe cada seção da pá, podendo ser observadas as 5 primeiras camadas da malha para simulação da camada limite e um anel de 1 metro em volta da pá com maior discretização para melhor cálculo da pressão e velocidade na proximidade da pá.

A velocidade de entrada do fluido foi de 10 m/s e a malha do rotor foi rotacionada a uma velocidade de 11,12 rpm, sendo simulado 20 segundos de funcionamento da máquina.

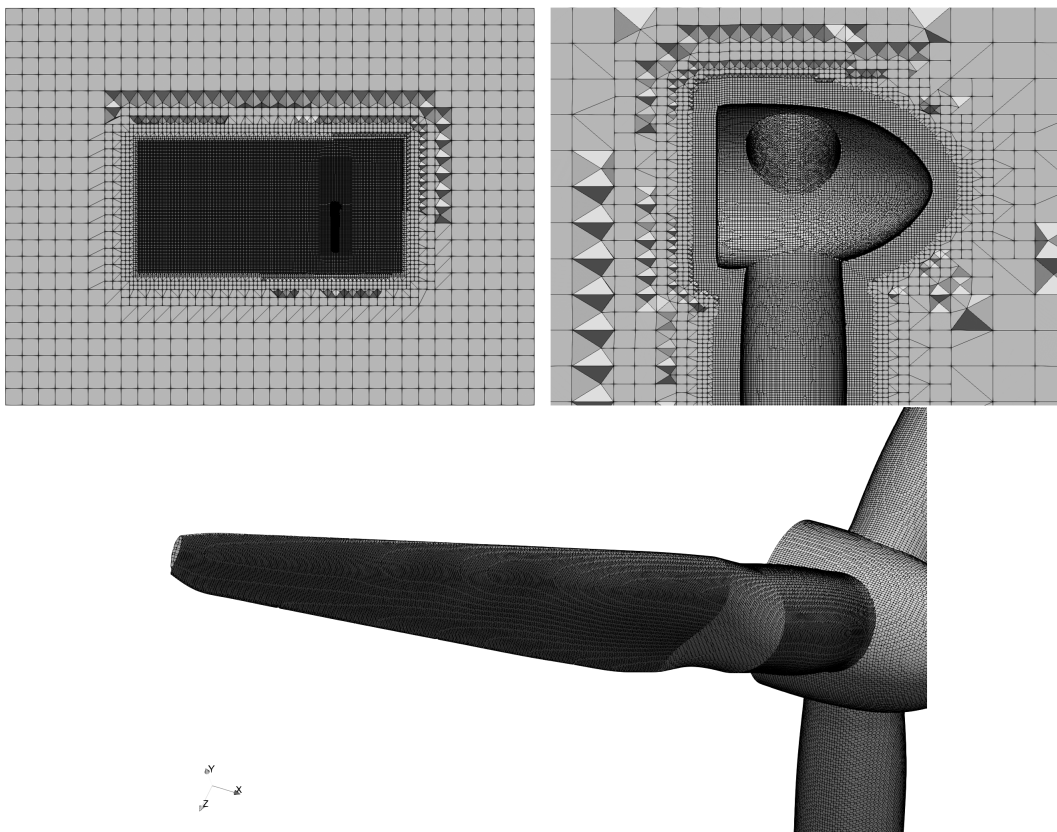
Para o cálculo inicial das condições de contorno do modelo de turbulência, foram utilizadas as equações mostradas na seção 3.1.3, sendo considerado intensidade de turbulência igual a 2% e dimensão característica de turbulência 0,185 m. Em Inlet, para

Figura 33 – Dimensões da malha utilizada no rotor



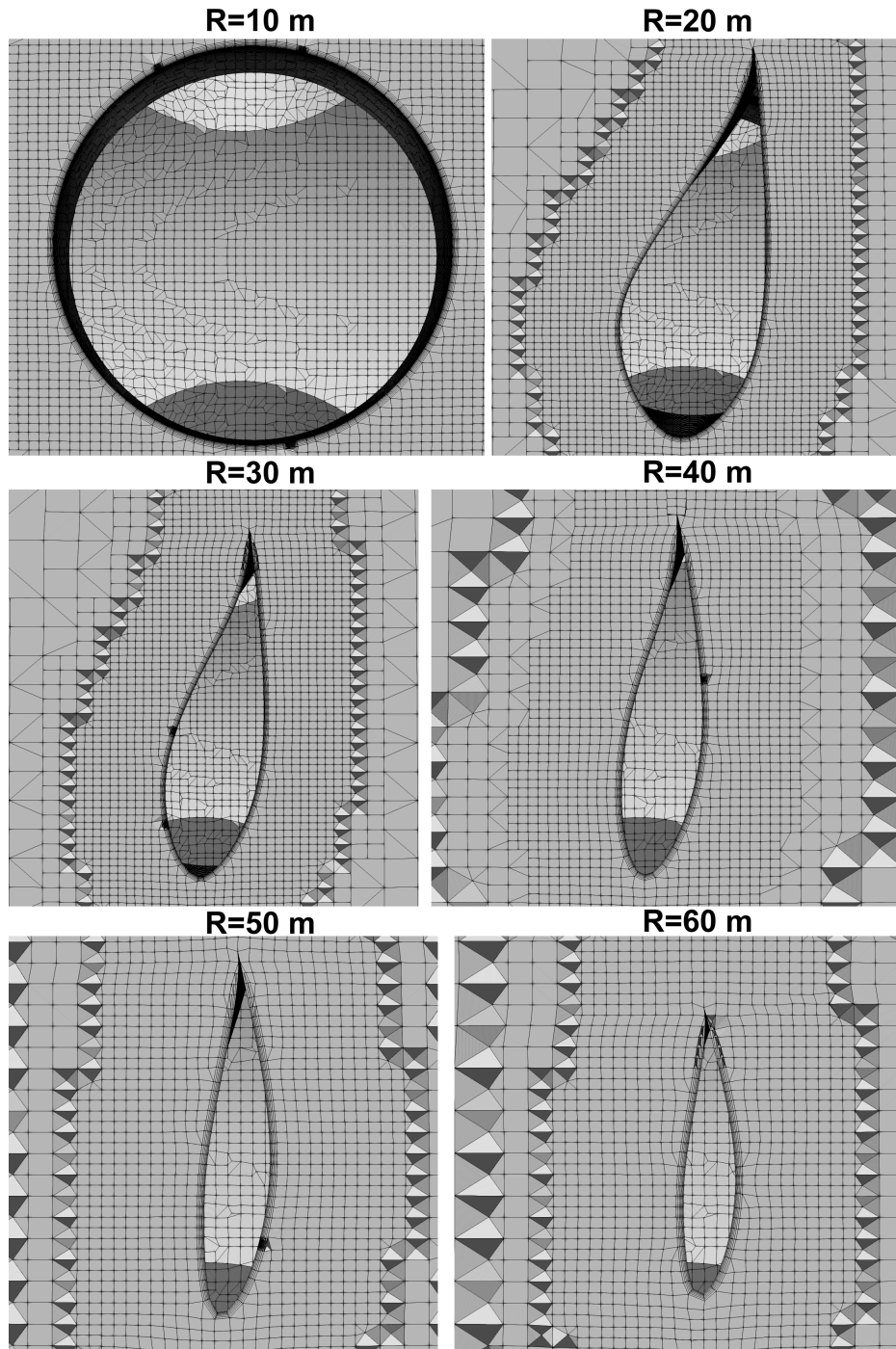
Fonte: Elaborado por autor, 2019

Figura 34 – Detalhe da malha utilizada no rotor



Fonte: Elaborado por autor, 2019

Figura 35 – Seções da pá do modelo tridimensional do rotor NREL



Fonte: Elaborado por autor, 2019

velocidade foi utilizada condição de contorno fixa, com valor de 10 m/s, para pressão condição de gradiente zero, para ν_T não foi utilizada condição de contorno, sendo usado o valor do campo interno, para k valor fixo de $0,06 \text{ m}^2/\text{s}^2$ e ω valor fixo em $1,32 \text{ 1/s}$. Em Outlet para velocidade foi utilizada condição de contorno de gradiente zero, para pressão condição de valor fixo igual a zero, ν_T também calculado pelo campo interno, k e ω condição de gradiente zero. Nas paredes do rotor, para velocidade utilizou-se a condição de contorno de movingWallVelocity, definindo o valor para zero, para pressão utilizou-se a condição de gradiente zero, para k e ω valores de função de parede iguais a $0,06 \text{ m}^2/\text{s}^2$ e $1,32 \text{ 1/s}$ respectivamente e para nut , utilizou-se função de parede com coeficientes para o rotor com superfície lisa $k_s = 0$ e para o rotor no estado rugoso $k_s = 0,0015$, sendo a variável $C_s = 0,26$ em ambos os casos. Nas laterais da malha para velocidade utilizou-se a condição de contorno slip, para pressão condição de gradiente zero, para ν_T valor calculado, utilizando o valor interno do campo e para k e ω condição de gradiente zero.

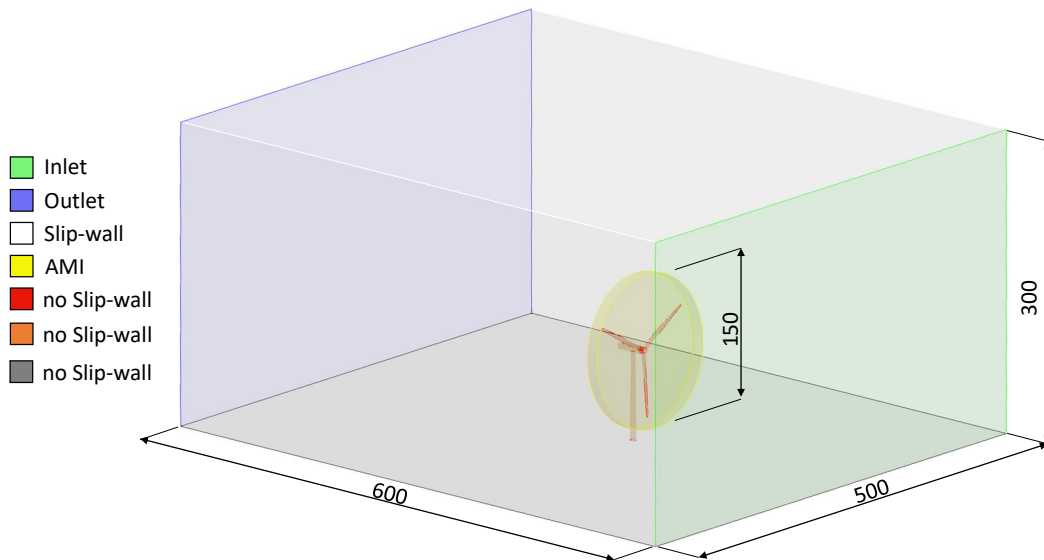
3.1.13 Método numérico utilizado para simulação da turbina completa NREL 5 MW

Na realização da simulação do rotor da turbina do NREL realizou-se também uma simulação de inicialização utilizando o algoritmo SIMPLE. Esta simulação foi feita até a iteração máxima de 500. Utilizando os resultados da finais da simulação de inicialização, realizaram-se simulações transientes também utilizando o algoritmo pimpleFoam. Nessa simulação foi utilizado um time-step de em média de $2 \times 10^{-4} \text{ s}$, ficando o número de CFL abaixo de 0,95.

A malha do rotor foi feita utilizando o código snappyHexMesh disponível no OpenFoam e é mostrada na figura 36. Ela tem 8.008.991 células, com uma primeira camada de dimensão de $1 \times 10^{-3} \text{ m}$, e razão de crescimento 1,2, também ficando localizada na parte logarítmica da camada limite, sendo utilizada a função de parede, “nutkRoughWall-Function”, para a resolução da subcamada viscosa e camada de transição. A malha tem uma dimensão de 600 metros por 500 metros, tendo 300 metros de altura, o domínio do rotor tem diâmetro de dimensão de 150 metros por 12 metros de comprimento e o rotor tem diâmetro de 125 metros. Ela é dotada de duas malhas, uma fixa e uma móvel. A malha fixa é a malha do campo, onde existe a entrada e a saída da fluxo e três faces com rugosidade zero, distantes do objeto estudado, o solo, a torre e a nacelle da turbina eólica

com rugosidade. Na malha móvel está localizado o cubo e as pás do rotor que giram em torno do eixo. Esta malha tem uma inclinação de 5° em relação ao horizonte e o cubo está a uma altura de 91,17 metros acima do solo, dados segundo o projeto da turbina, descrito em (JONKMAN *et al.*, 2009).

Figura 36 – Dimensões da malha utilizada na turbina completa



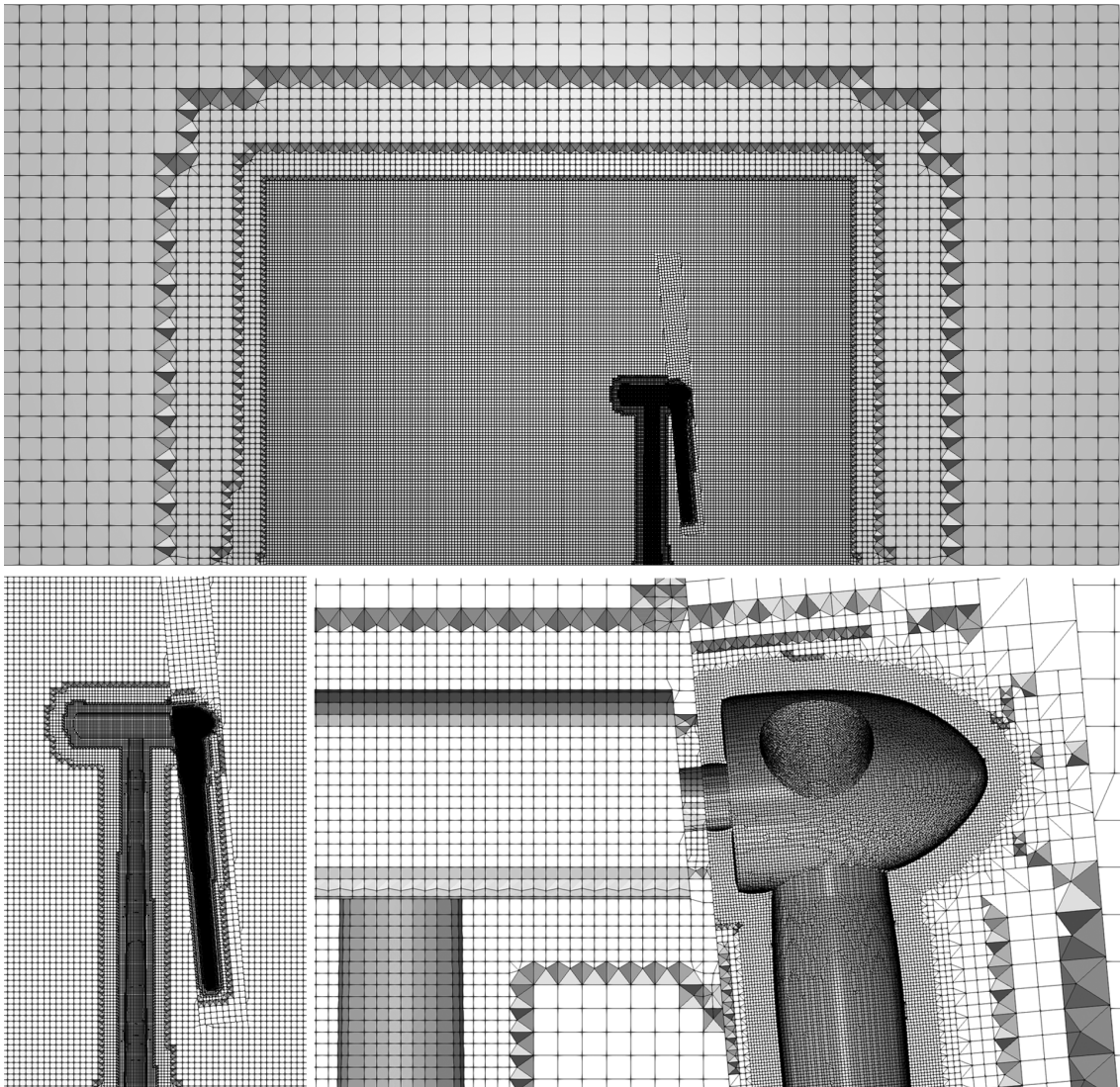
Fonte: Elaborado por autor, 2019

A velocidade de entrada do fluido foi em perfil logaritmo dado pela equação (123) (HANSEN, 2015), tendo como parâmetros a altura de medição, h_0 de 80 metros, velocidade do vento, $v(h_0)$ de 10 m/s e rugosidade de terreno, Z_0 de 0,1. Esse tipo de perfil logarítmico é típico de camada limite atmosférica. A malha do rotor foi rotacionada a uma velocidade de 11,12 rpm, sendo simulado 20 segundos de funcionamento da máquina.

$$v(h) = v(h_0) \frac{\ln\left(\frac{h}{Z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_0}{Z_0}\right)} \quad (123)$$

Para o cálculo inicial das condições de contorno do modelo de turbulência, foram utilizadas as equações mostradas na seção 3.1.3, sendo considerado intensidade de turbulência igual a 2% e dimensão característica de turbulência 0,185 m. Em Inlet, para velocidade foi utilizada condição de contorno fixa, com valor de variando com o perfil da equação (123), para pressão condição de gradiente zero, para ν_T não foi utilizada condição de contorno, sendo usado o valor do campo interno, para k valor fixo de $0,06 \text{ m}^2/\text{s}^2$ e ω valor fixo em 1,321/s. Em Outlet para velocidade foi utilizada condição de contorno de gradiente zero, para pressão condição de valor fixo igual a zero, nut também calculado pelo

Figura 37 – Detalhe da malha utilizada no turbina completa



Fonte: Elaborado por autor, 2019

campo interno, k e ω condição de gradiente zero. Nas paredes do rotor, para velocidade utilizou-se a condição de contorno de `movingWallVelocity`, definindo o valor para zero, para pressão utilizou-se a condição de gradiente zero, para k e ω valores de função de parede iguais a $0,06 \text{ m}^2/\text{s}^2$ e $1,32 \text{ 1/s}$ respectivamente e para ν_T , utilizou-se função de parede com coeficientes para o rotor com superfície lisa $k_s = 0$ e para o rotor no estado rugoso $k_s = 0,0015$, sendo a variável $C_s = 0,26$ em ambos os casos. Nas paredes da turbina, nacelle e torre, para a velocidade utilizou-se a condição de contorno de `noSlip`, para pressão condição de gradiente zero e para ν_T , k e ω função de parede de valor igual a 0 , $0,06 \text{ m}^2/\text{s}^2$ e $1,32 \text{ 1/s}$ respectivamente. Nas laterais da malha para velocidade utilizou-se a condição de contorno `slip`, para pressão condição de gradiente zero, para ν_T valor calculado, utilizando o valor interno do campo e para k e ω condição de gradiente zero.

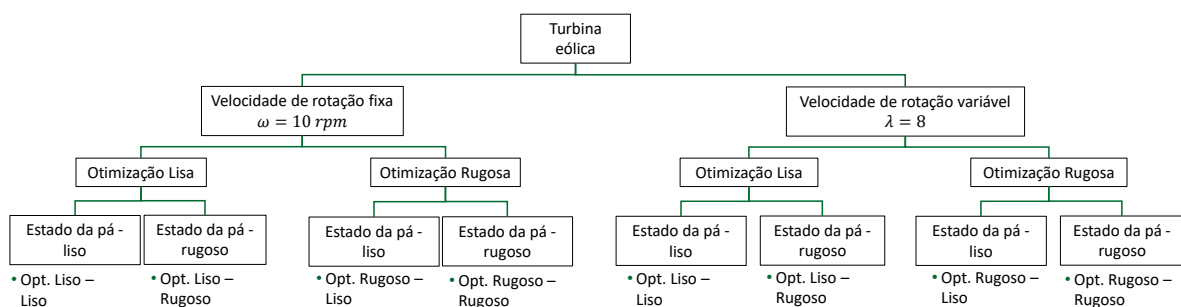
3.2 Matlab

Utilizou-se o programa Matlab para a realização das otimizações e comparações entre as pás. MATLAB é um acrônimo de “MATrix LABoratory”, trata-se de um software interativo de alta performance voltado para o cálculo numérico. O MATLAB integra análise numérica, cálculo com matrizes, processamento de sinais e construção de gráficos. O MATLAB é um sistema interativo cujo elemento básico de informação é uma matriz que não requer dimensionamento. Esse sistema permite a resolução de muitos problemas numéricos.

Na figura 38 é mostrada uma estrutura das otimizações das pás realizadas neste trabalho. Inicialmente são divididos os casos em turbina com velocidade angular do rotor fixa e variável, onde na primeira a velocidade de rotação é fixa em 10 rpm e na segunda tem razão de velocidade da ponta de pá constante, equação 64, de $\lambda = 8$, significando que a rotação do rotor será somente em função da velocidade do vento, já que o raio do rotor também é constante.

Em cada caso foram feitas uma otimização utilizando coeficientes aerodinâmicos obtidos para perfis lisos e outra utilizando coeficientes aerodinâmicos obtidos para perfis rugosos. Para o cálculo de AEP, foram feitos testes com a pá no estado liso e rugoso. Quando o teste é realizado simulando as pás no estado liso, são utilizados no modelo BEM, os coeficientes aerodinâmicos obtidos na simulação no OpenFoam do aerofólio considerando a superfície lisa e quando o teste é com as pás no estado rugoso, são utilizados no modelo BEM os coeficientes aerodinâmicos da simulação obtidos com o aerofólio com superfície rugosa.

Figura 38 – Estruturação das otimizações e dos resultados



O rotor projetado tem 3 pás de raio de 50 m, e utiliza dois tipos de perfis aerodinâmicos, um circular e outro NACA 4415. O perfil circular é empregado na raiz da pá, possibilitando fácil acoplamento ao cubo e uma maior rigidez. Possui também cubo de 2,5 m de raio e sua potência nominal é de 2 MW. Sua velocidade de início de funcionamento é de 3,5 m/s e a velocidade de parada de 25 m/s, sendo que a partir de 10 m/s o controle da turbina entra em ação para limitar a sua potência.

Na figura 39 é mostrado o fluxograma dos processos realizados no algoritmo do Matlab, o qual faz a otimização e comparação das pás. Tanto para a turbina de rotação fixa, quanto para a de rotação variável é utilizado o mesmo fluxograma, somente modificando o funcionamento da turbina no algoritmo BEM.

O programa começa com os dados aerodinâmicos dos perfil NACA 4415 no estado liso e rugoso, os quais o usuário necessita informar. Com esta informação e com os controles da otimização de Glauert o programa faz esta otimização usando somente os coeficientes aerodinâmicos no estado liso. Em seguida ele ajusta as curvas de Bézier para a sequência de cordas e torções da pá, ajustando os pontos de controle e os limites máximos e mínimos para as cordas e as torções para o uso nas otimizações genéticas. Neste momento é dividida a informação do ajuste das curvas de Bézier para as otimizações para pá otimizada lisa, a qual usa coeficientes aerodinâmicos do perfil liso e para a pá otimizada rugosa, que utiliza os coeficientes aerodinâmicos do perfil rugoso. As otimizações usam o algoritmo BEM para o cálculo do AEP, que é a função objetivo da otimização. Enquanto um dos critérios de parada da otimização não seja atingido, o otimizador faz modificações nos pontos de controle, afim de encontrar a melhor geometria da pá. Para cada modificação é feito um teste para observar se a pá está entre os limites máximos e mínimos aceitáveis, se sim o valor original do AEP da pá retorna ao algoritmo de otimização, se não é colocado o valor de 50 Wh de AEP, o qual é um valor bem baixo, o que faz com que o otimizador descarte esta geometria.

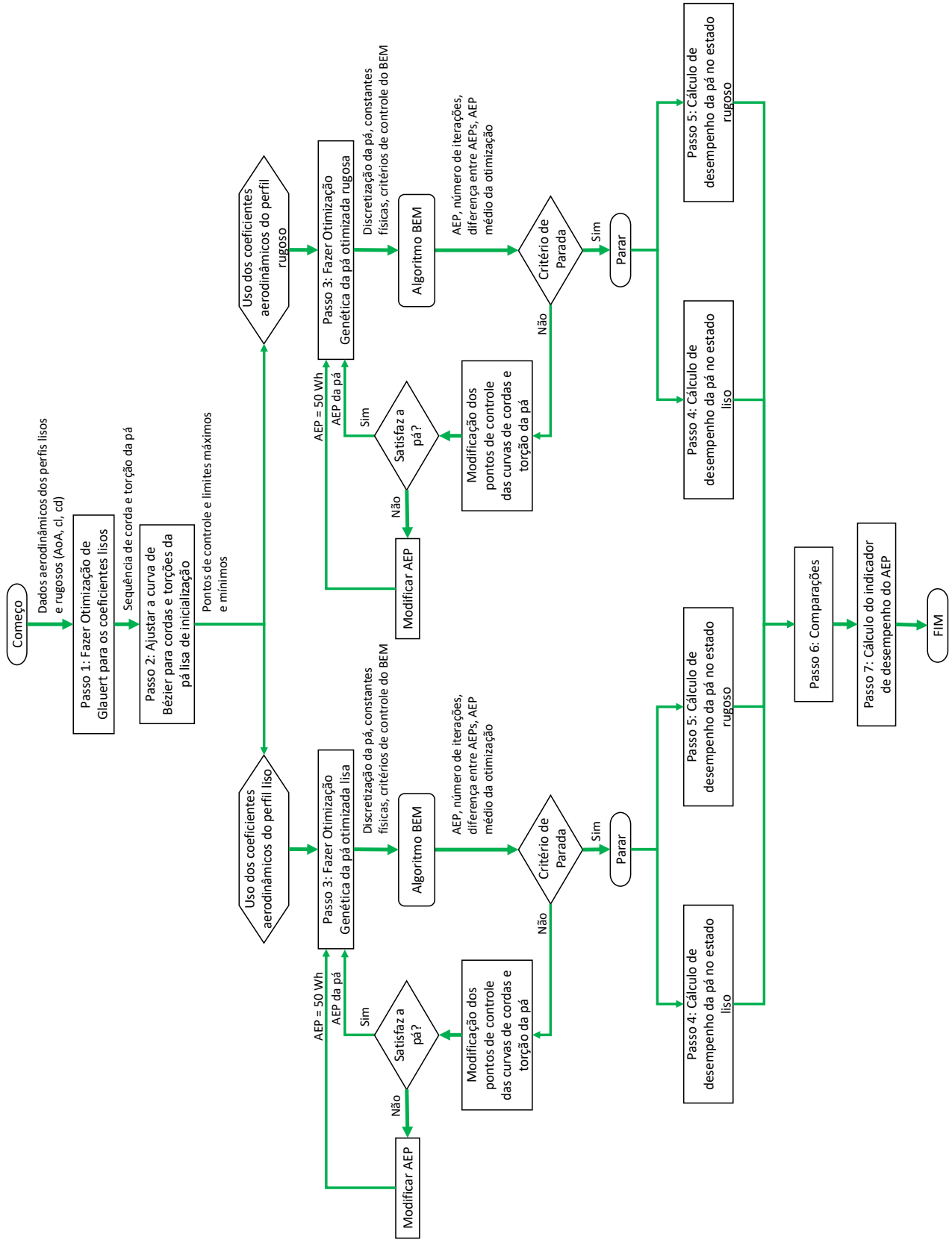
Após a otimização atingir algum critério de parada ela encontra a geometria ótima e para cada otimização começa-se o passo de testes da pá, calculando o desempenho da mesma nos estados liso e rugoso. Em seguida são plotados os gráficos comparativos de desempenho entre as pás e cálculos do indicador de desempenho do AEP. Este indicador

foi desenvolvido para observar e entender o desempenho das pás criadas neste trabalho, o qual compara o AEP médio das pás otimizadas lisas e rugosas, segundo a equação (124).

$$Ind_{AEP} = \frac{AEP_{ss}(100 - p) + AEP_{sr} p}{AEP_{rs}(100 - p) + AEP_{rr} p_r} \quad (124)$$

onde AEP_{ss} é o AEP da pá otimizada lisa no estado liso, AEP_{sr} é da pá otimizada lisa no estado rugoso, AEP_{rs} é o AEP da pá otimizada rugosa no estado liso e AEP_{rr} é da pá otimizada rugosa no estado rugoso. A variável p_r é a porcentagem de vida rugosa da pá e mostra quanto tempo que a pá trabalha no estado rugoso durante sua vida útil. Este indicador quanto tem valor maior que 1, mostra que a pá otimizada lisa tem um AEP maior que a pá otimizada rugosa e quando este valor é menor que 1 o contrário, indicando que a pá otimizada rugosa leva vantagem em relação à pá otimizada lisa.

Figura 39 – Fluxograma dos processos do algoritmo no Matlab para otimizações das pás



Fonte: Elaborado por autor, 2019

4 Resultados

Nesta seção serão mostrados os resultados obtidos na realização do estudo. Primeiramente serão feitas comparações entre os coeficientes aerodinâmicos obtidos a partir do programa OpenFoam com dados experimentais de túnel de vento para o perfil NACA 4415, tanto para superfície lisa quanto para rugosa. Em seguida são mostrados os projetos da pá da turbina eólica da pá lisa e rugosa e suas otimizações, utilizando os coeficientes aerodinâmicos lisos e rugosos obtidos pelo OpenFoam, para dois tipos de turbina eólica, uma com velocidade de rotação constante e outra variável. São feitas também comparações das potências nas fases sem e com controle de pitch e produção anual de energia das turbinas projetadas. É apresentado indicador de AEP médio, para comparação da produção de energia das pás otimizadas lisa e rugosa nos estados liso e rugoso. Por fim, são mostrados os resultados das simulações em três dimensões do rotor e da turbina completa, ambos utilizando a pá desenvolvida pelo NREL, simulada nos estados liso e rugoso.

4.1 Comparação de dados aerodinâmicos

Foram realizadas simulações com o software OpenFoam, utilizando o modelo de turbulência $k - \omega$ SST, para obtenção dos coeficientes aerodinâmicos do perfil NACA 4415 simulando superfície rugosa. Para tanto foram modificados, para o perfil liso, os parâmetros tamanho do grão, $k_s = 0$ e densidade de grão na superfície, $C_s = 0$, e para o perfil rugoso, tamanho de grão, $k_s = 0,0015$ e densidade de $C_s = 0,26$, sendo que para este último parâmetro, seu valor foi ajustado utilizando as curvas aerodinâmicas obtidas em um estudo experimental de túnel de vento. Para ambas simulações foram utilizados número de Reynolds igual a 3×10^6 .

Os dados experimentais do perfil NACA 4415 foram obtidos por (HOFFMANN; RAMSAY; GREGOREK, 1996) para os estados liso e rugoso e por (ABBOTT; DOENHOFF, 1959) para o estado liso, ambos com número de Reynolds de 3×10^6 . Na tabela 3 é mostrada a convergência da malha utilizada na simulação do perfil no estado liso em comparação com os resultados experimentais para o ângulo de ataque de 6° , onde a malha utilizada para obtenção dos coeficientes foi a malha fina, mostrada na seção 3.1.11.

Tabela 3 – Comparação de malhas para a simulação do perfil NACA 4415

Tipo	Nº de células	cl	Diferença
Grossa	15.622	0,8891	15,3 %
Média	20.856	0,9626	8,3 %
Fina	25.714	0,9975	5,0 %

Fonte: Elaborado por autor, 2019

A figura 40a mostra a comparação dos coeficientes de sustentação do aerofólio no estado liso obtidos pelas simulações do OpenFoam com os resultados experimentais do NREL e de Abbot e na figura 40b as comparações entre os coeficientes de arrasto das simulações com OpenFoam e o experimento para o aerofólio do estado liso. A figura 41a mostra a comparação dos coeficientes de sustentação do aerofólio no estado rugoso obtidos pelas simulações do OpenFoam com os resultados experimentais do NREL e na figura 41b as comparações entre os coeficientes de arrasto das simulações com OpenFoam e o experimento para o aerofólio do estado rugoso. Nas figuras 42 e 43 são mostrados os gráficos de dispersão do aerofólio no estado liso e no estado rugoso respectivamente.

Das figuras é possível observar que o aerofólio liso ficou mais próximo dos experimentos apresentados por Abbot do que os apresentados pelo instituto NREL, porém para a simulação rugosa, os resultados se aproximaram bastante dos experimentos em túnel de vento do NREL, acertando a antecipação do estol do aerofólio. Os coeficientes de sustentação da simulações tiveram bom comportamento e valores numéricos próximos com o experimental e os coeficientes de arrasto tiveram bom comportamento, porém os foram superestimados em relação aos dados experimentais de túnel de vento.

4.2 Validação do código BEM

O código BEM foi validado utilizando a pá da turbina eólica de 5MW do NREL, sendo comparado com resultados obtidos pelas simulações do NREL e pelo software QBlade. Os coeficientes aerodinâmicos de cada perfil utilizado na pá foram obtidos por testes feitos pelo NREL, assim ambos QBlade e o algoritmo BEM usaram as mesmas informações de projeto. Na figura 44 é mostrada a curva de potência obtida pelo algoritmo BEM, pelo NREL e pelo software QBlade, para as velocidades de 3 m/s a 10 m/s, com frequência de 12,1 rpm e massa específica do ar de 1,225 kg/m³.

Figura 40 – Comparação entre as simulações obtidas pelo OpenFoam com resultados experimentais obtidos por NREL e Abbot para o aerofólio no estado liso

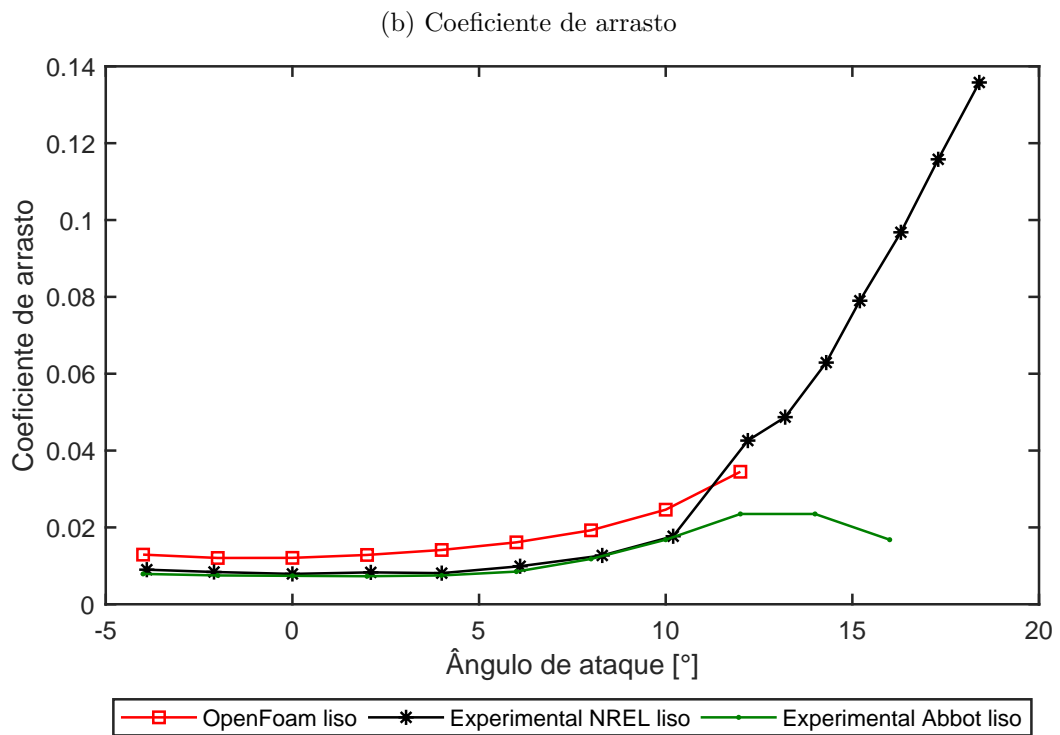
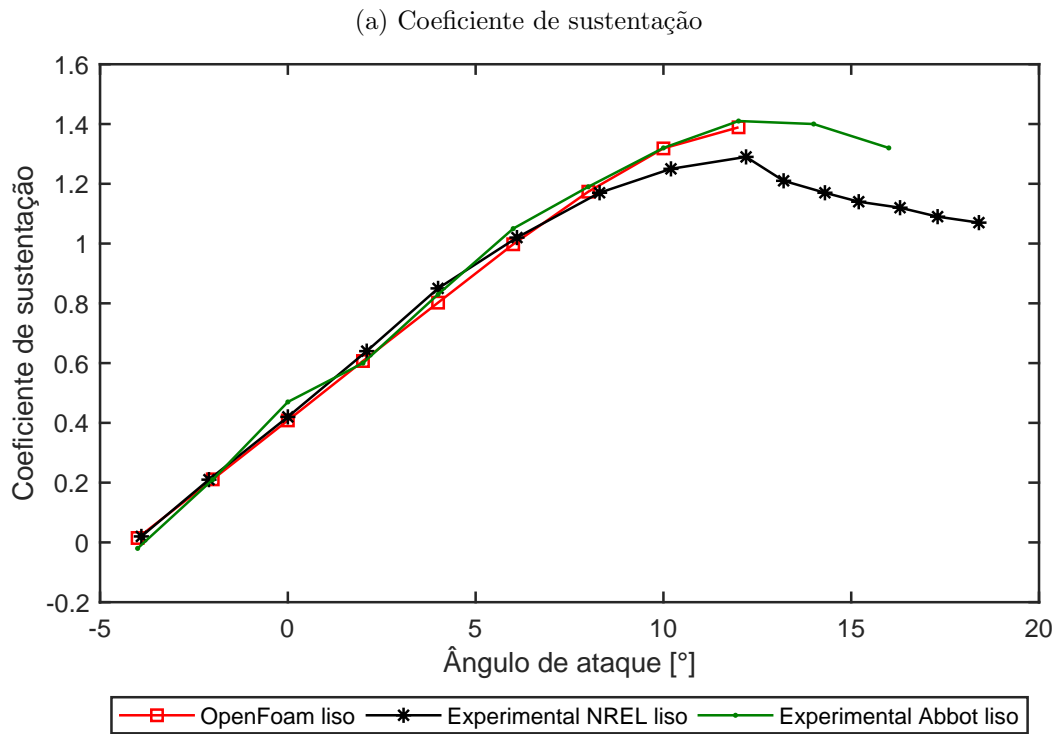


Figura 41 – Comparação entre as simulações obtidas pelo OpenFoam com resultados experimentais obtidos por NREL para o aerofólio no estado rugoso

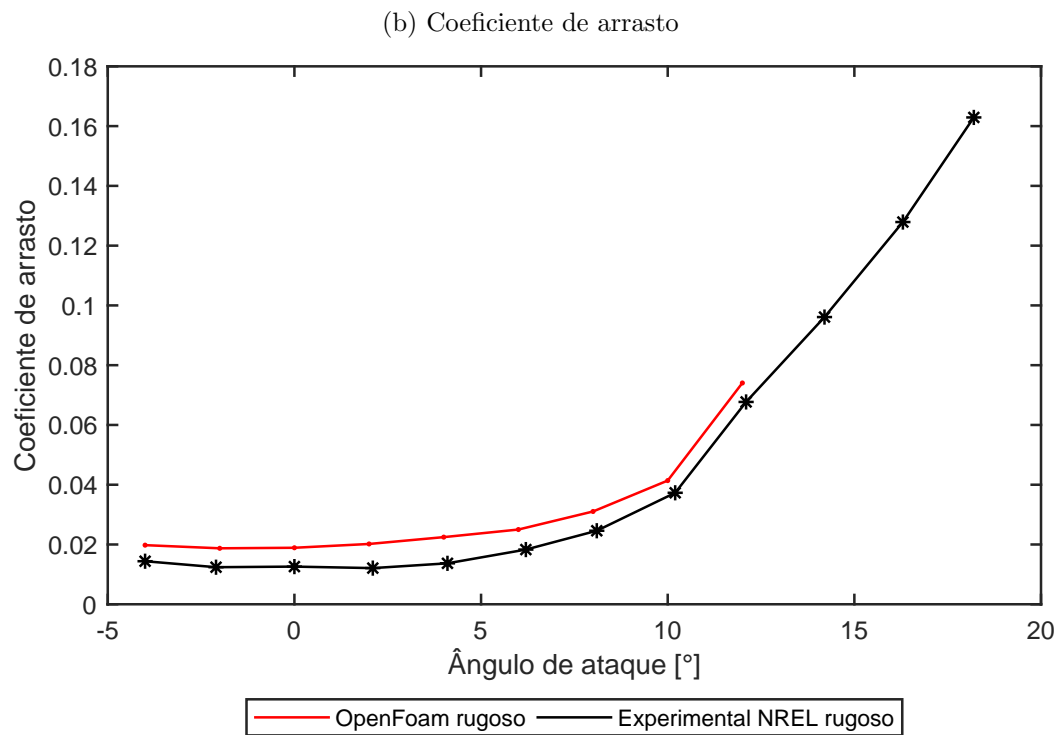
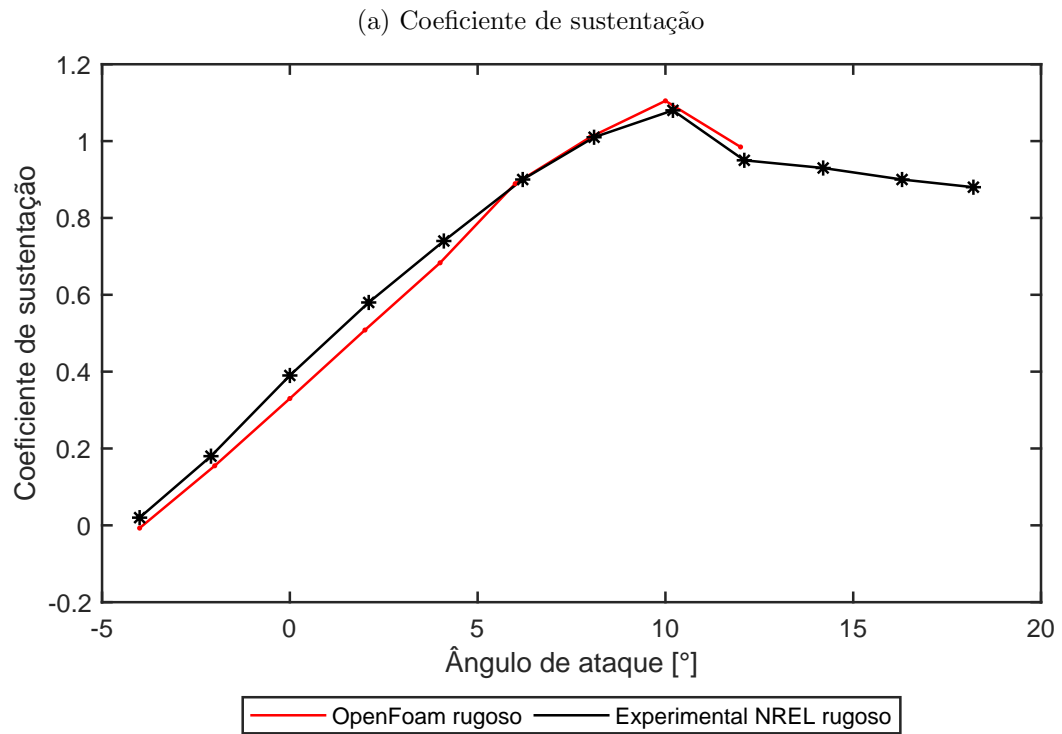
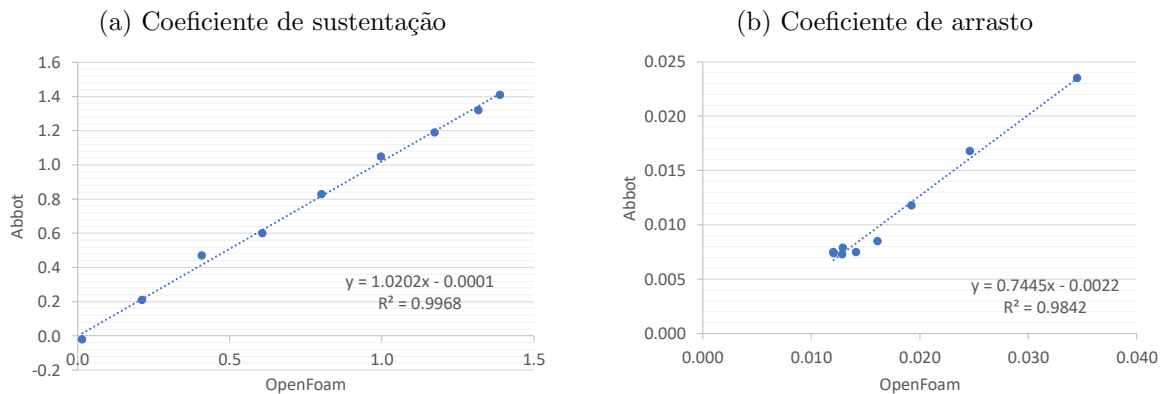
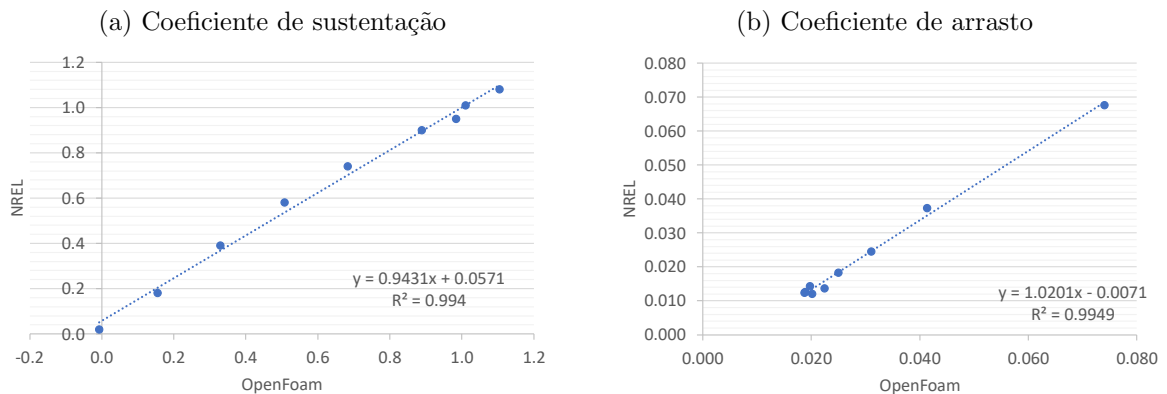


Figura 42 – Gráfico de dispersão para aerofólio liso



Fonte: Elaborado por autor, 2019

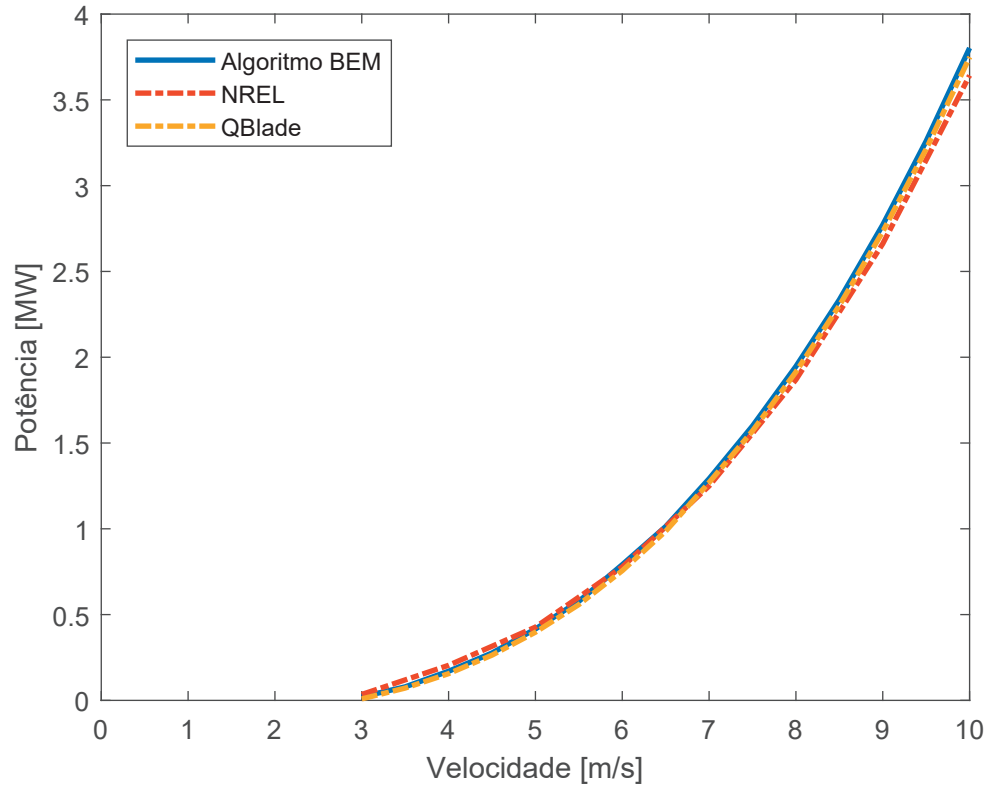
Figura 43 – Gráfico de dispersão para aerofólio rugoso



Fonte: Elaborado por autor, 2019

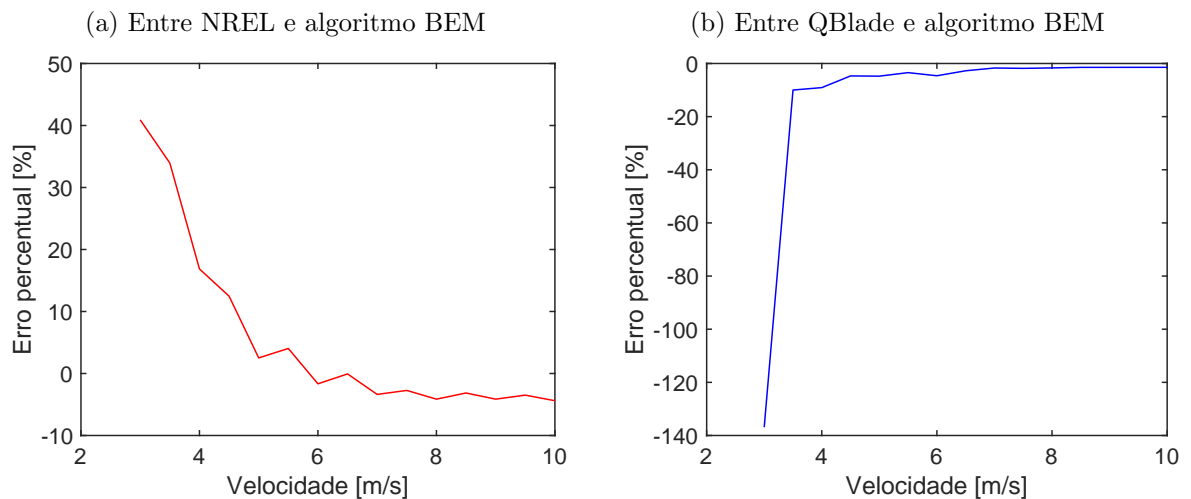
Foram calculados os erros percentuais entre o resultado do NREL em relação ao algoritmo BEM e entre o QBlade e o algoritmo, mostrados na figura 45a e 45b. Por fim foi comparado o resultado do cálculo da produção anual de energia, utilizando a seguinte distribuição de vento: fator de forma igual a 3 e fator de escala igual a 8. Apesar do alto erro percentual para baixas velocidades de vento, o algoritmo BEM calculou um AEP de 9,72 GWh, enquanto que o software QBlade AEP de 9,78, uma diferença de 0,6%. Deste modo o alto valor de erro para velocidades abaixo de 5 m/s se deve mais pelo fato do valor das potências ser baixo, não prejudicando o cálculo de produção de energia anual.

Figura 44 – Comparação da curva de potência da turbina de 5MW do NREL, com o algoritmo BEM, com o resultado do NREL e com o resultado do software QBlade



Fonte: Elaborado por autor, 2019

Figura 45 – Erro percentual de potência



Fonte: Elaborado por autor, 2019

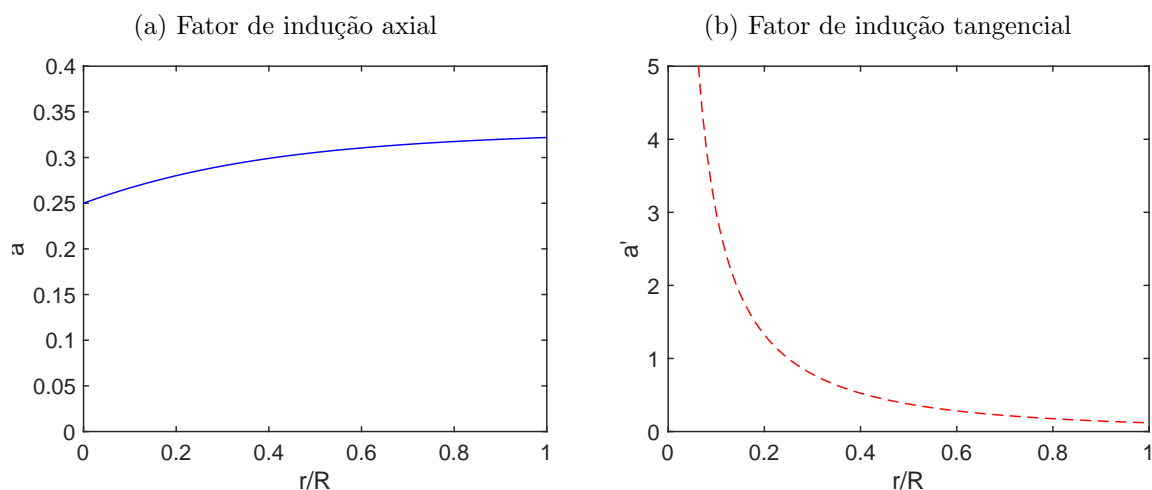
4.3 Projeto da pá

4.3.1 Geometria Inicial

No projeto inicial da pá foram utilizados os coeficientes aerodinâmicos lisos obtidos pelo OpenFoam, mostrados na figura 40. Encontrou-se o ângulo de ataque ótimo, onde é máxima a relação entre o coeficiente de sustentação e o coeficiente de arrasto, dando o valor de $4,862^\circ$, com coeficiente de sustentação de 0,88218 e coeficiente de arrasto de 0,01696.

Com os dados iniciais de projeto e ângulo de ataque e coeficientes ótimos, foram calculados os fatores de indução axial a e tangencial a' ótimos para a pá, utilizando as equações (78) e (76), obtendo a distribuição mostrada na figura 46. Da figura é possível perceber que o fator de indução axial na raiz da pá é bastante grande, mas diminui para quase zero ao ir para a ponta da pá. Já o fator de indução axial na raiz da pá tem valor de 0,25 e ao longo da pá se estabiliza no valor de aproximadamente de 0,33, que é o valor ótimo de Betz. Utilizando-se da distribuição de a e a' e por aplicação das equações (79) e (80), foram obtidas as distribuições ótimas da torção e da corda da pá, mostradas na figura 47.

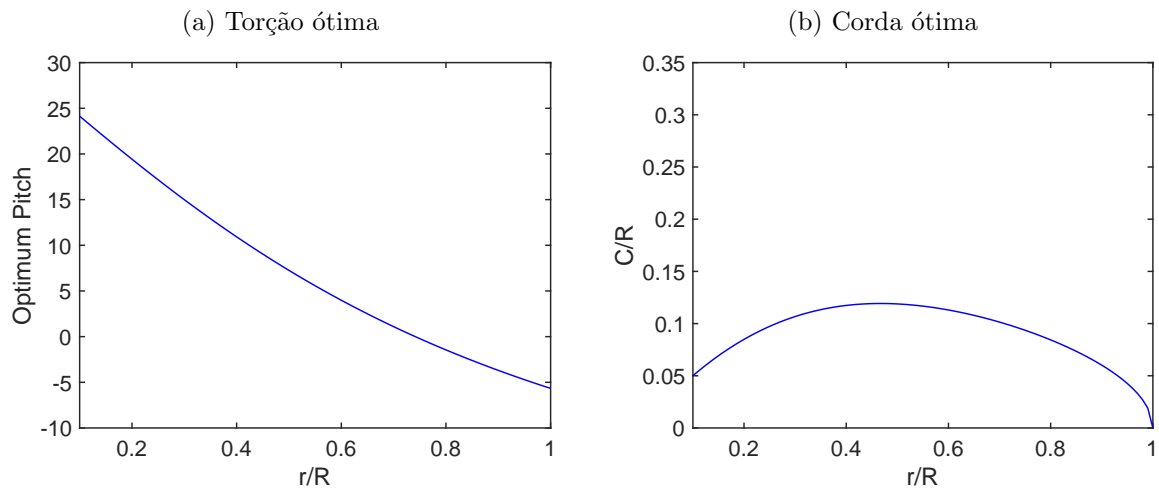
Figura 46 – Distribuição de a e a' ótimos para a pá



Fonte: Elaborado por autor, 2019

Para a utilização do algoritmo BEM a pá foi discretizada em 21 partes e sofreu modificações no formato ótimo da pá em sua raiz e na sua ponta, devido a restrições construtivas. Na raiz a torção da pá foi deixada constante no ângulo de 22° e utilizou-se

Figura 47 – Distribuição da torção e corda da pá ótimas para a pá



Fonte: Elaborado por autor, 2019

nas três primeiras seções um perfil cilíndrico, de raio de 1,5 m. Na ponta o tamanho da corda foi modificado de zero para 1,1 m. As figuras 48a e 48b mostram as alterações na dimensão da corda e na torção da pá e na figura 49 é mostrada a projeção tridimensional da geometria pá.

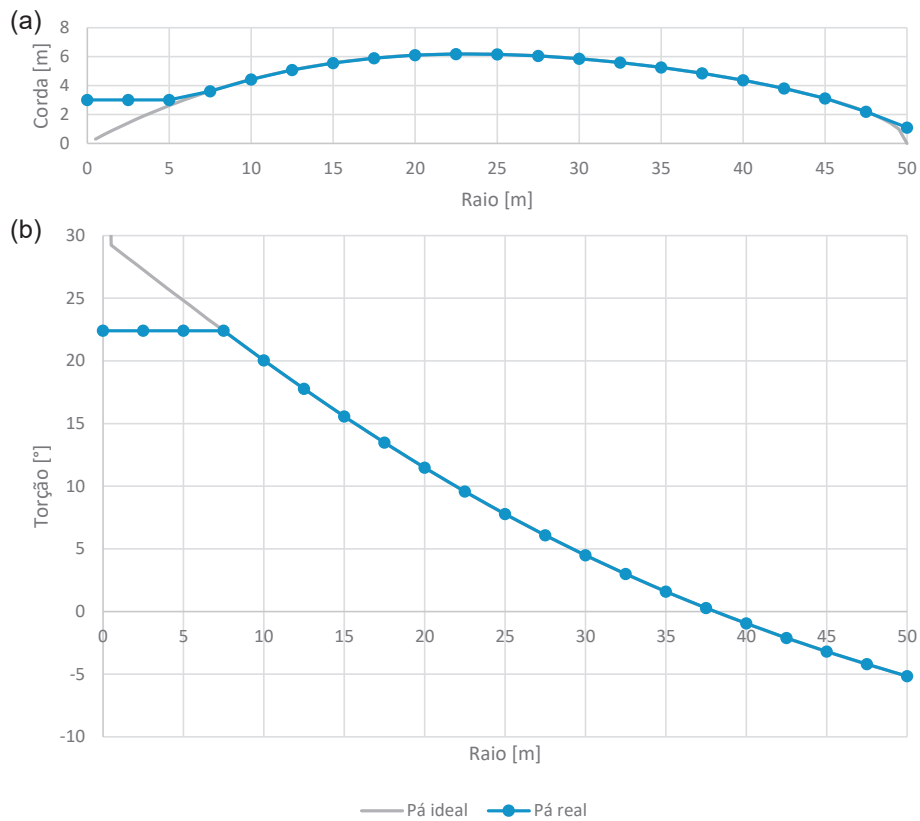
Com a geometria inicial real proposta da figura 48, foi feita a simulação de sua resposta com relação à sua curva de potência e seu coeficiente de potência, para velocidade inicial de 4 m/s a 10 m/s, mostrados na figura 50. A estimativa de produção anual de energia para a curva de potência mostrada foi calculada para distribuição de vento com fator de forma de 3 e de escala de 8 e teve como resultado 5,55 GWh.

4.3.2 Geometrias otimizadas

Nesta seção serão mostradas as otimizações lisa e rugosa para as turbinas de rotação fixa e variável. Em todos os casos a geometria inicial é a mesma, sendo inicialmente realizada a parametrização da curva de corda e torção por quatro pontos de controle da curva Bézier e a criação de limites superior e inferior para a corda e para a torção, conforme mostra a figura 51.

O primeiro ponto de controle modificável para a curva da corda está localizado na coordenada 22,49 m de raio e 10,70 m na corda e o segundo ponto de controle modificável pelo algoritmo está localizado na coordenada 45,42 m no raio e 4,68 m na corda, onde os pontos de controle nas extremidades da curva de Bézier da corda são fixos, seguindo a

Figura 48 – Distribuição da corda real(a) e torção real(b) da pá para superfície lisa

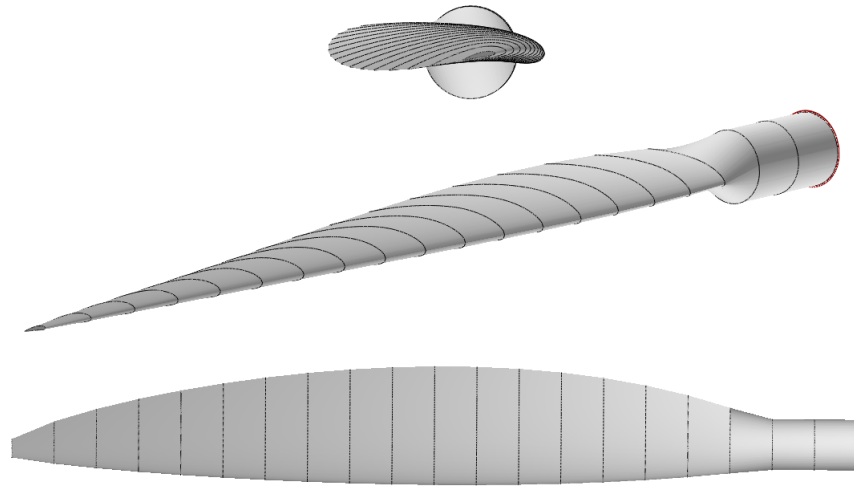


Fonte: Elaborado por autor, 2019

geometria inicial, tendo o ponto inicial coordenadas de 7,50 m no raio e 3,62 m na corda e o ponto final coordenada de 50,00 m no raio e 1,50 m na corda. Para a curva da torção, diferentemente da curva de Bézier para a corda, os pontos nas extremidades não são fixos, tendo o primeiro ponto coordenada de 7,5 m no raio e 22,41° de torção, o segundo ponto de controle na coordenada de 19,58 m de raio e 11,17° de torção, o terceiro em 31,38 m de raio e 2,45° de torção e o quarto, na extremidade final da pá, coordenada de 50,00 m de raio e -5,16° de torção. Os limites superior e inferior são criados para diminuir o campo de opções dos algoritmos de otimização e assim possibilitar encontrar a melhor solução em um menor tempo. A parte da raiz da pá, onde se localizam os perfis cilíndricos, não será otimizada e assim não é feita a parametrização e a adoção de limites.

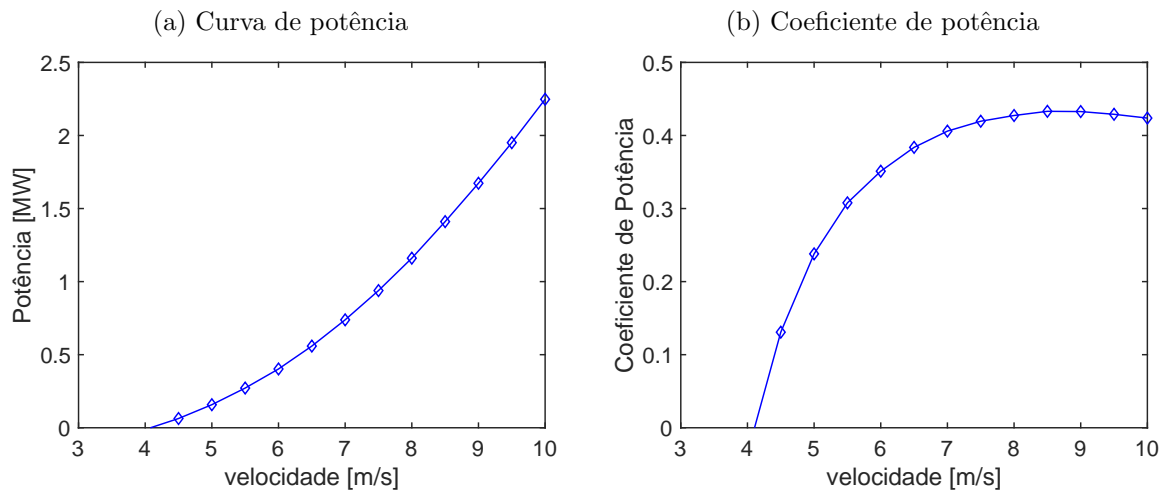
A primeira otimização feita foi a otimização da pá considerando-a lisa com rotação fixa, sendo utilizados os coeficientes aerodinâmicos do perfil NACA 4415 com a superfície lisa, conforme mostrado na figura 40 pela linha vermelha. Nesta otimização o aumento do AEP em relação à pá inicial, considerando os dois casos com pá no estado liso, foi de 15,61%, tendo como valor 6,37 GWh, para uma distribuição de vento com fator de forma

Figura 49 – Projeção tridimensional da geometria da pá



Fonte: Elaborado por autor, 2019

Figura 50 – Curva de potência e coeficiente de potência da geometria inicial

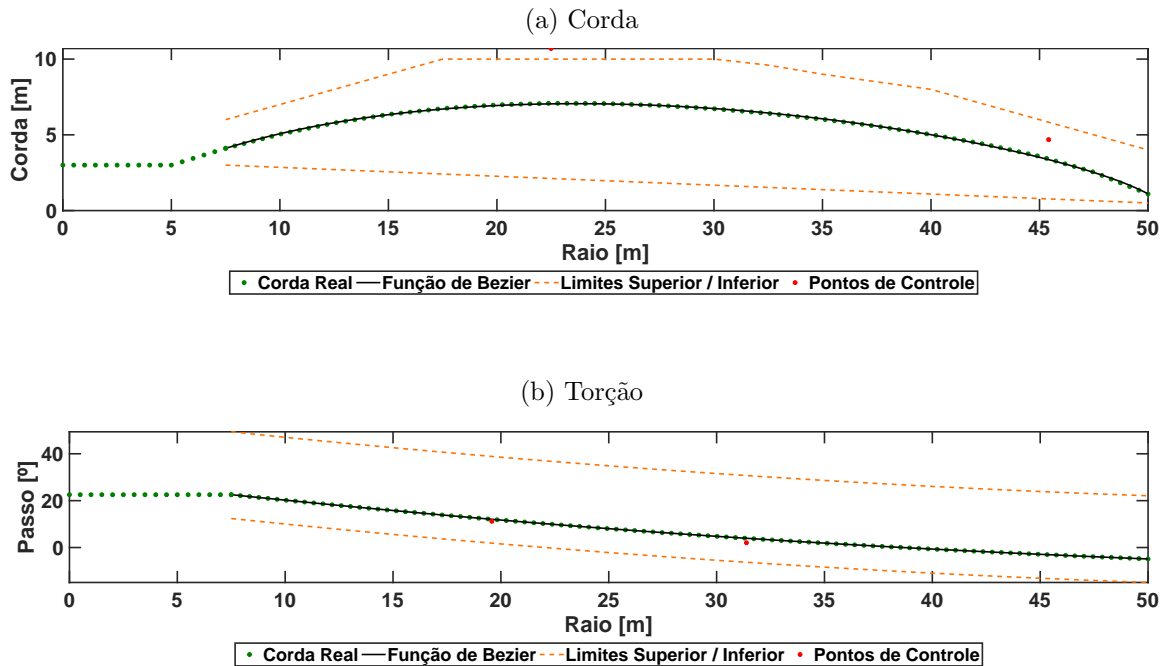


Fonte: Elaborado por autor, 2019

de 3 e fator de escala de 8. A otimização chegou a um resultado ótimo após 218 gerações, sendo que o algoritmo atingiu o critério de estagnação de gerações, isto é, a média de variação do valor da função objetivo entre os indivíduos das 50 gerações anteriores ficou menor que 10^{-6} . Em seguida entrou em ação o algoritmo de otimização "fminsearch", sendo realizadas 500 iterações e tendo como resultado um aumento de 0,02 GWh no AEP da otimização genética.

A otimização da pá considerando-a rugosa com rotação fixa foi a segunda otimização, onde foram utilizados os coeficientes aerodinâmicos do perfil NACA 4415 com a superfície rugosa, mostrado na figura 41 pela linha vermelha. O aumento final do AEP em relação

Figura 51 – Parametrização da corda e da torção da pá e seus limites inferior e superior



Fonte: Elaborado por autor, 2019

à pá inicial, considerando estado rugoso em ambas as pás, foi de 19,34%, tendo como valor 5,85 GWh. A otimização chegou no resultado ótimo após 190 gerações, sendo que o algoritmo atingiu o mesmo critério da otimização lisa. Em seguida entrou em ação o algoritmo de otimização “fminsearch”, sendo realizadas 500 iterações e tendo como resultado um aumento de 0,015 GWh no AEP da otimização genética.

Na otimização da pá considerando-a lisa com rotor com rotação variável, o aumento de final do AEP em relação à pá inicial, considerando os dois casos no estado liso, foi de 70,57%, tendo como valor 7,23 GWh. É preciso notar que a geometria dada pela otimização de Glauert não funciona bem para um rotor de rotação variável, pois houve decréscimo de seu AEP para a turbina operando em rotação fixa. A otimização chegou a um resultado ótimo após 280 gerações, sendo que o algoritmo atingiu o critério de estagnação de gerações. A otimização seguinte do “fminsearch” realizou 500 iterações, tendo como resultado um aumento de 0,03 GWh no AEP da otimização genética.

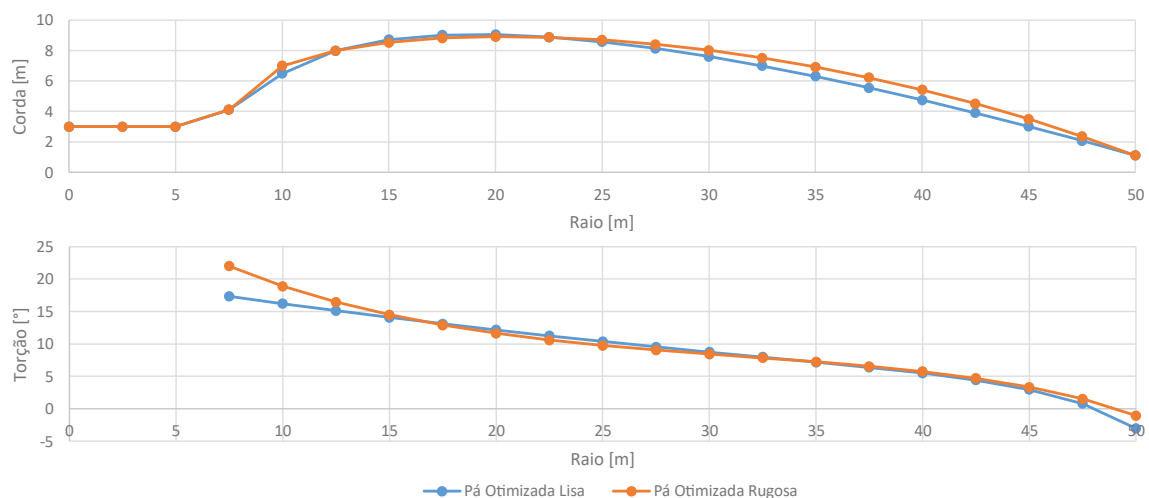
Na otimização da pá rugosa para o rotor rotação variável, o aumento de final do AEP em relação à pá inicial, considerando as pás no estado rugoso, foi de 75,55%, tendo como valor 6,53 GWh. Houve também neste caso o decréscimo do AEP da otimização de Glauert para a turbina operando em rotação variável em comparação com a fixa. A

otimização genética chegou a um resultado ótimo após 272 gerações, sendo atingido o critério de estagnação de gerações. A otimização do “fminsearch” realizou 500 iterações, tendo como resultado um aumento de 0,02 GWh no AEP da otimização genética.

A figura 52 mostra a comparação da geometria das cordas e das torções entre a pá otimizada lisa e rugosa para a turbina com velocidade angular do rotor fixa, já a figura 53 mostra para a turbina com velocidade angular do rotor variável. É possível notar diferenças entre as geometrias. Na turbina com rotação fixa o formato das duas geometrias ficaram parecidas, tendo formato elíptico, apresentando diferenças no tamanho da corda entre o raio de 30 m a 45 m e na torção, diferenças no início e na ponta da pá, tendo a pá otimizada rugosa maiores ângulos de torção. Na turbina com rotação variável, nota-se uma diferença maior no formato da pá, tendo a pá otimizada rugosa um formato mais elíptico e a pá otimizada lisa um formato mais reto, com a pá iniciando com uma corda maior. São vistas também diferenças na torção, agora a pá otimizada lisa tendo no início da pá maiores ângulos de torção, porém na ponta, tem menor ângulo de torção.

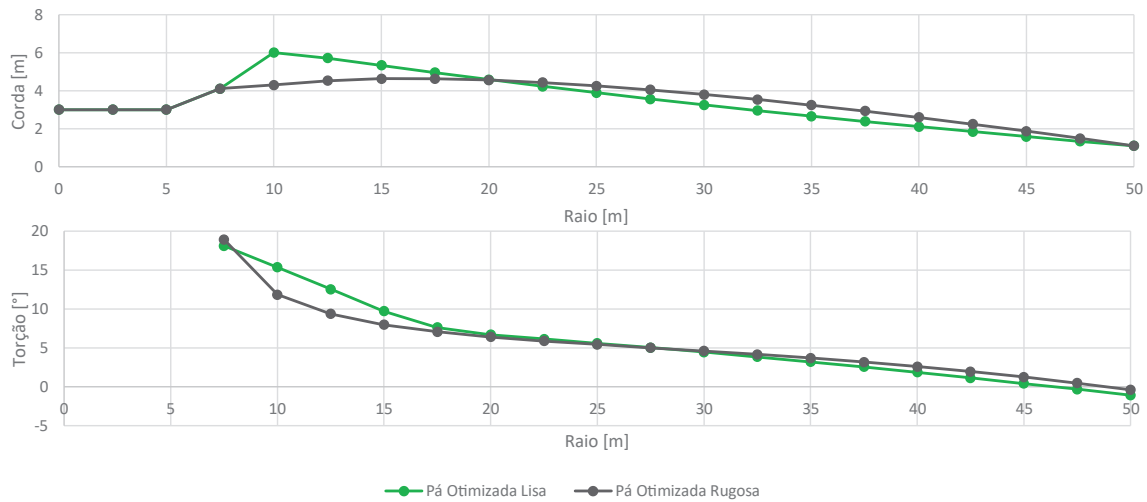
Comparando as pás da turbina com rotação fixa com as de rotação variável, o tamanho das cordas das primeiras são bem maiores, tendo comprimento de corda máximo de 9,05 m, enquanto nas pás de rotação variável o maior comprimento de corda é de 6,01 m. Nas figuras 54 e 55 são mostradas as projeções em três dimensões das pás desenvolvidas para a turbina de velocidade de rotação fixa e variável respectivamente.

Figura 52 – Comparação das geometrias das pás otimizada lisa e rugosa para turbina com rotação fixa



Fonte: Elaborado por autor, 2019

Figura 53 – Comparação das geometrias das pás otimizada lisa e rugosa para turbina com rotação variável



Fonte: Elaborado por autor, 2019

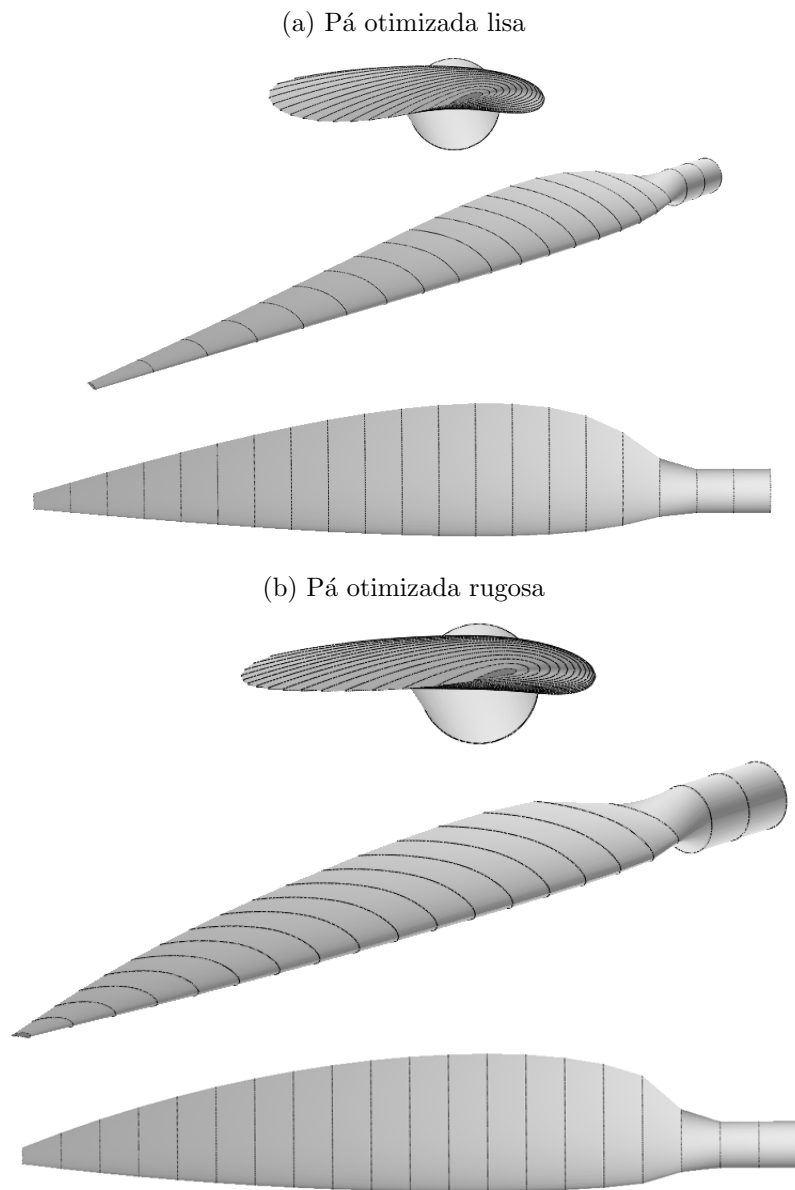
4.3.3 Comparação das Curvas de Potência

Em seguida são mostradas nas figuras 56 e 57 as curvas de potência e de coeficiente de potência para as turbinas de velocidade fixa e velocidade variável respectivamente. A figura 56a mostra que não importando o tipo de otimização as curvas de potência das pás no estado rugoso ficam para todas as velocidades abaixo das pás no estado liso. Para velocidades até 7 m/s a curva de potência da otimização lisa fica acima da otimização rugosa, porém para velocidade além de 7,5 m/s esta situação se inverte, ficando a otimização rugosa com maior potência que a lisa. Esta inversão pode ser vista com maior detalhe na figura 56(b). O início de operação da turbina também é afetado pelo aumento da rugosidade da pá, pois tanto as otimizações lisa e rugosa no estado liso tem início na velocidade de 3,5 m/s, já no estado rugoso tem velocidade de início de cerca de 3,7 m/s.

O maior coeficiente de potência dentre as pás no estado liso foi dado pela pá otimizada lisa de 0,486 na velocidade de 7,5 m/s e nas pás no estado rugoso foi dado pela pá otimizada rugosa, tendo valor de 0,454 na velocidade de 7 m/s.

Pela figura 57a nota-se que novamente as pás nos estados lisos têm maior potência que no estado rugoso, porém agora a diferença entre as otimizações lisa e rugosa é maior. Pela otimização lisa é encontrada a maior potência com a pá no estado liso, mas quando ela está no estado rugoso, apresenta a menor potência dentre as calculadas. Na otimização rugosa a pá no estado liso fica bem abaixo da pá otimizada lisa no estado liso, porém

Figura 54 – Comparação em 3D das geometrias das pás otimizadas lisa e rugosa para a turbina com rotação fixa



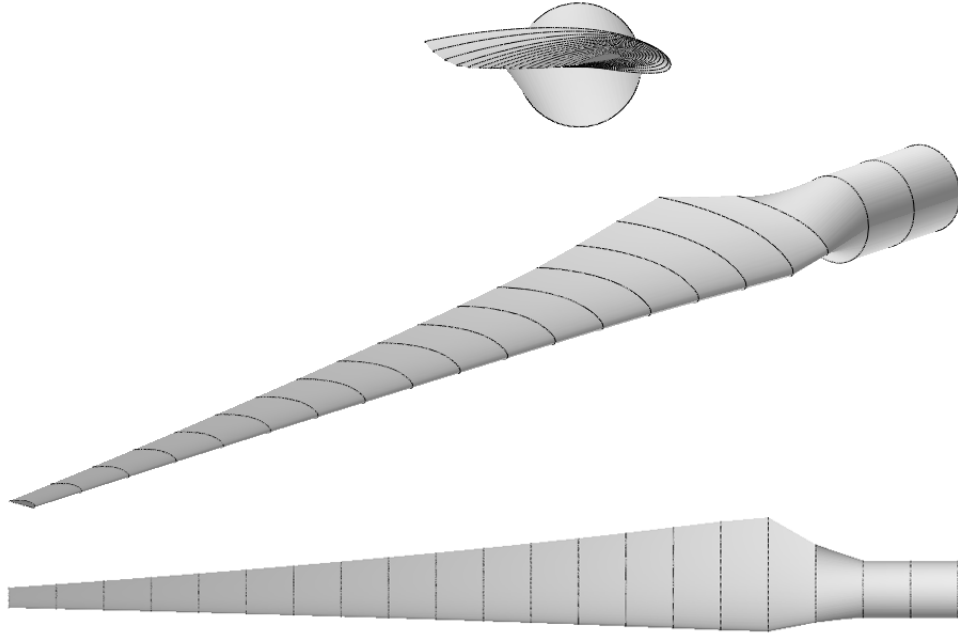
Fonte: Elaborado por autor, 2019

quando está no estado rugoso fica bem acima da pá otimizada lisa no estado rugoso. Além disso a diferença entre a pá no estado liso e no estado rugoso é pequena na otimização rugosa e grande na otimização lisa, conforme mostrado na figura 58.

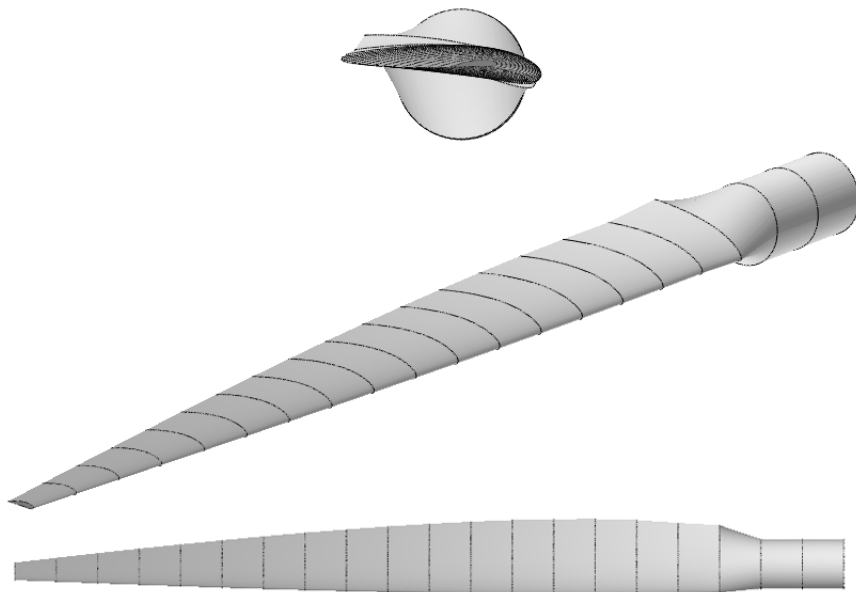
Como a rotação é variável a turbina eólica está sempre em seu ponto ótimo de funcionamento, independente da velocidade do vento e assim os coeficientes de potência são constantes, como mostrado na figura 57b. A pá otimizada lisa no estado liso teve coeficiente de potência de 0,525 e no estado rugoso teve valor de 0,443, já a pá otimizada

Figura 55 – Comparação em 3D das geometrias das pás otimizadas lisa e rugosa para a turbina com rotação variável

(a) Pá otimizada lisa



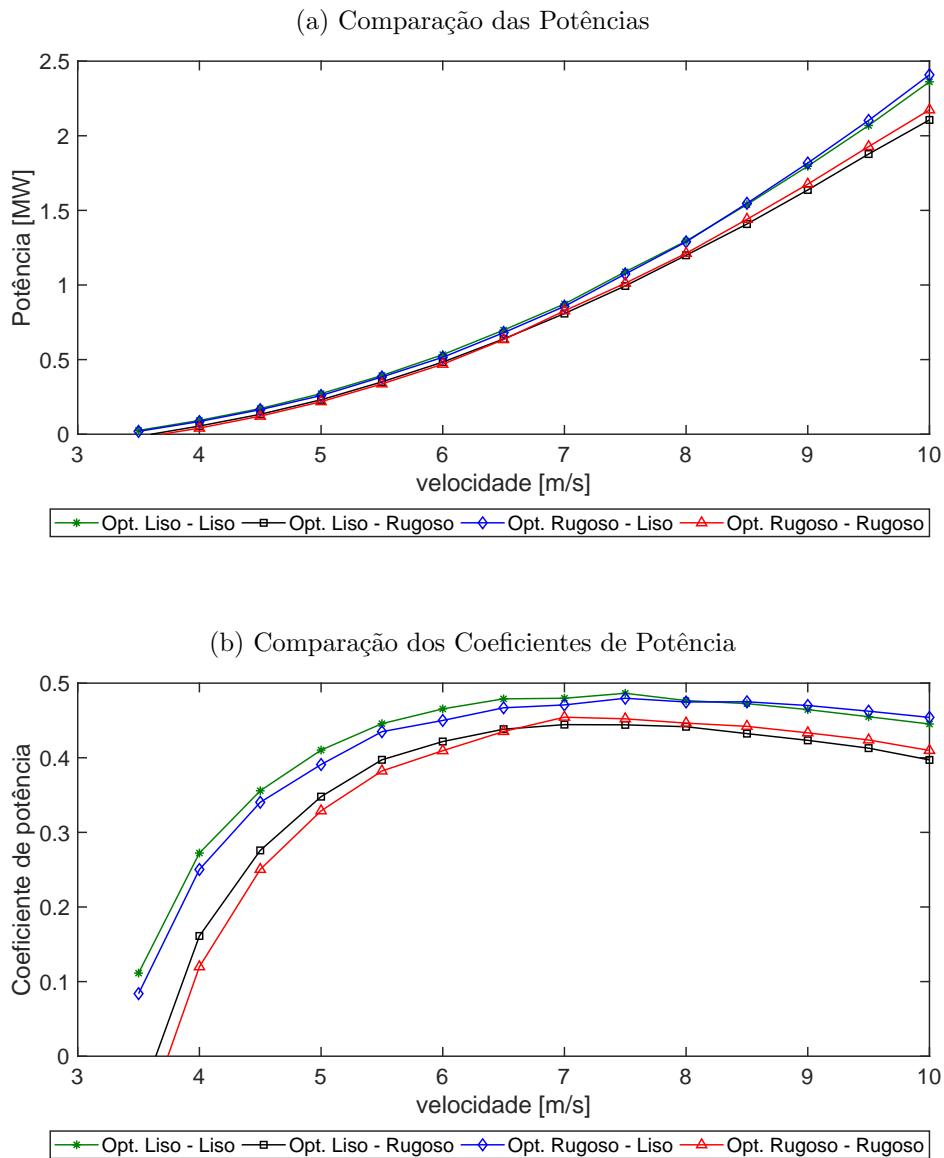
(b) Pá otimizada rugosa



Fonte: Elaborado por autor, 2019

rugosa no estado liso teve coeficiente de potência de 0,480 e no estado rugoso coeficiente de 0,474.

Figura 56 – Comparação entre as otimizações e os estados das pás para turbina com rotação fixa

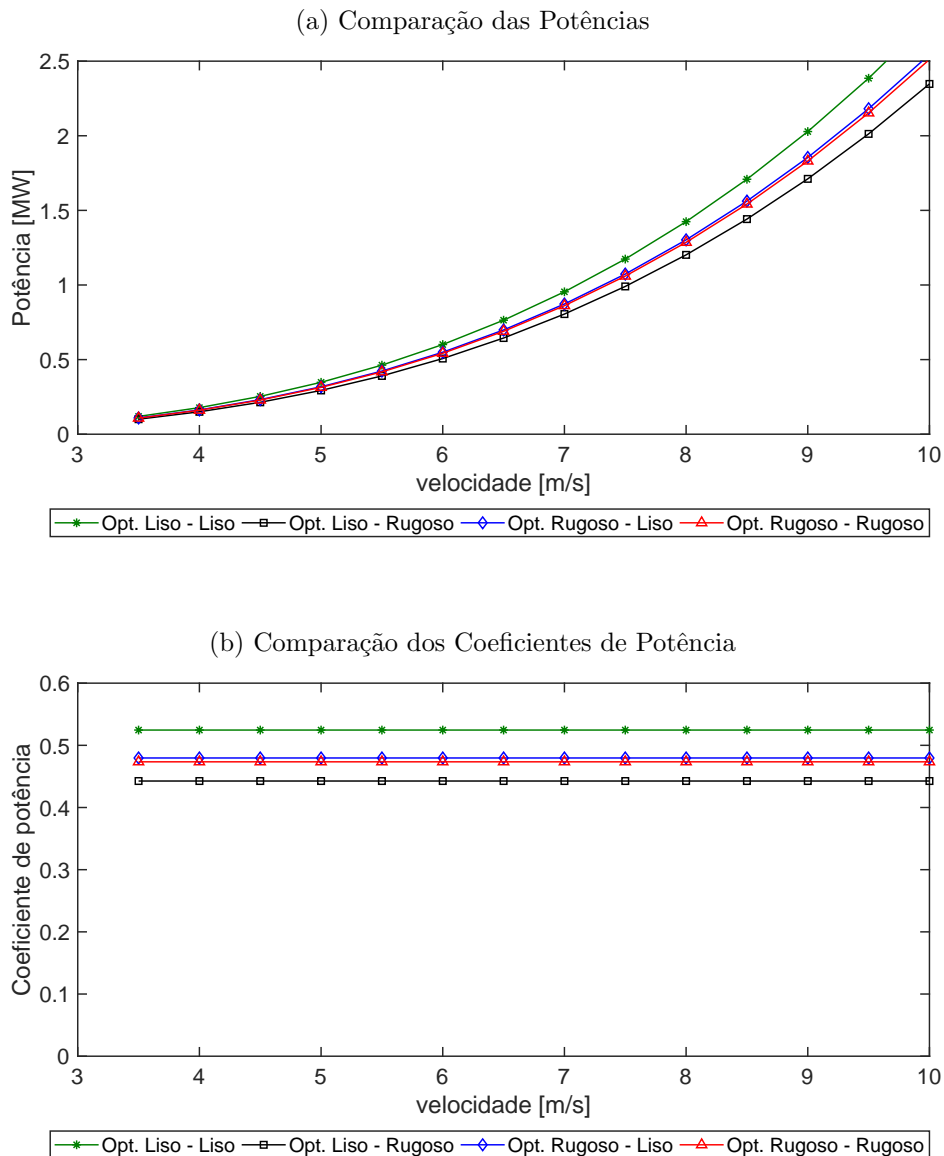


Fonte: Elaborado por autor, 2019

4.3.4 Comparação do indicador do AEP médio

Na figura 59 é mostrado o gráfico do indicador do AEP médio para a turbina que opera o rotor em uma rotação fixa, em função do percentual da vida útil em que a pá funciona no estado rugoso. Nesta figura, nota-se que a pá otimizada lisa leva vantagem para uma pá com no máximo 26% de vida rugosa e a pá otimizada rugosa tem vantagem de AEP em uma pá que tenha um percentual de vida rugosa maior que 26%. O máximo

Figura 57 – Comparação entre as otimizações e os estados das pás para turbina com rotação variável

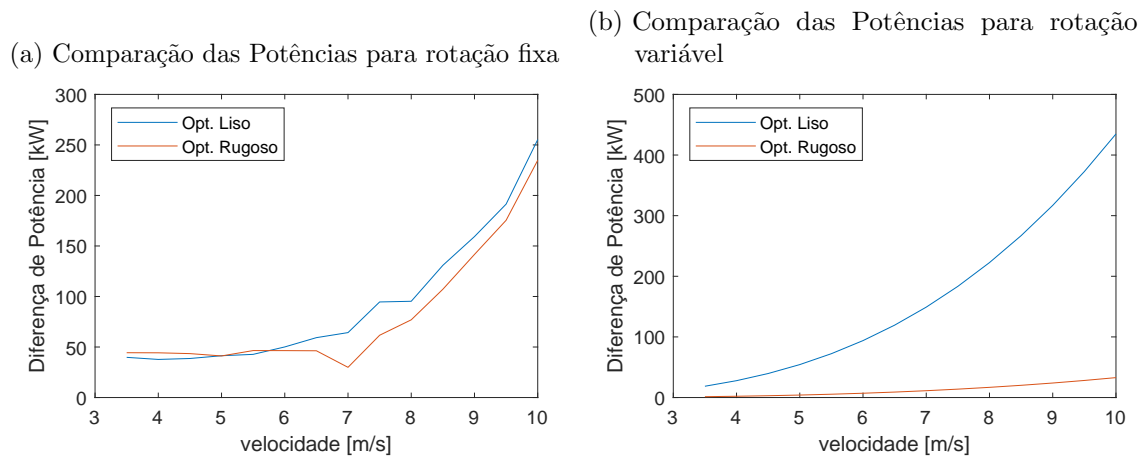


Fonte: Elaborado por autor, 2019

de vantagem que a pá otimizada lisa tem é quando ela trabalha com uma vida 0% rugosa tendo um AEP médio 0,4% maior, já a otimizada rugosa leva máxima vantagem quando a pá tem uma vida 100% rugosa, tendo AEP médio 1,2% maior.

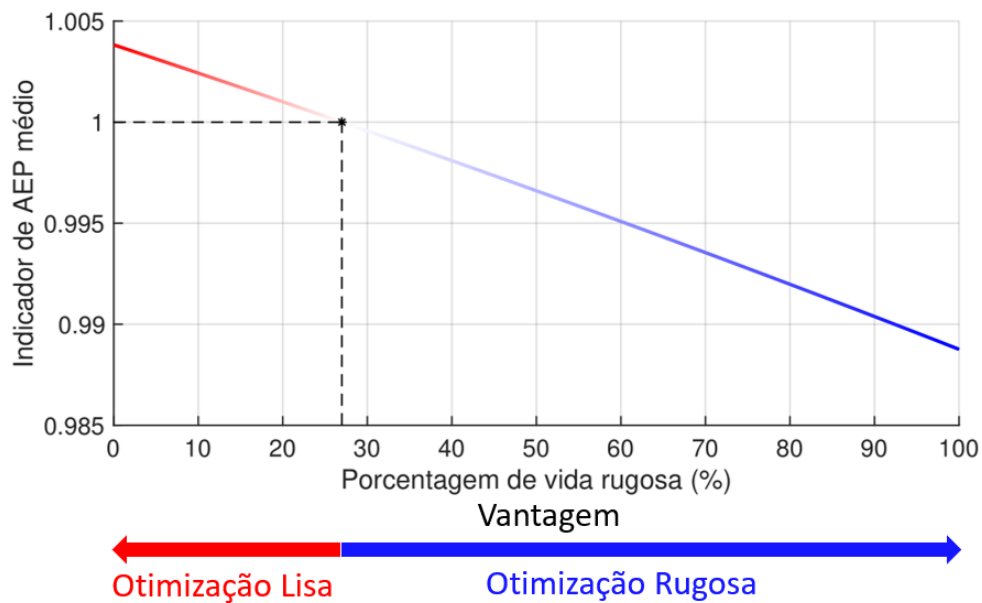
Na figura 60 é mostrado o gráfico do indicador para a turbina que o opera o rotor em uma rotação variável. Na turbina com velocidade de rotação variável o cenário muda um pouco, pois a pá otimizada lisa leva vantagem para uma pá com até 59% de vida rugosa e a pá otimizada rugosa tem vantagem de AEP em uma pá que tenha um percentual de

Figura 58 – Comparação da diferença de potência entre as otimizações e as turbinas



Fonte: Elaborado por autor, 2019

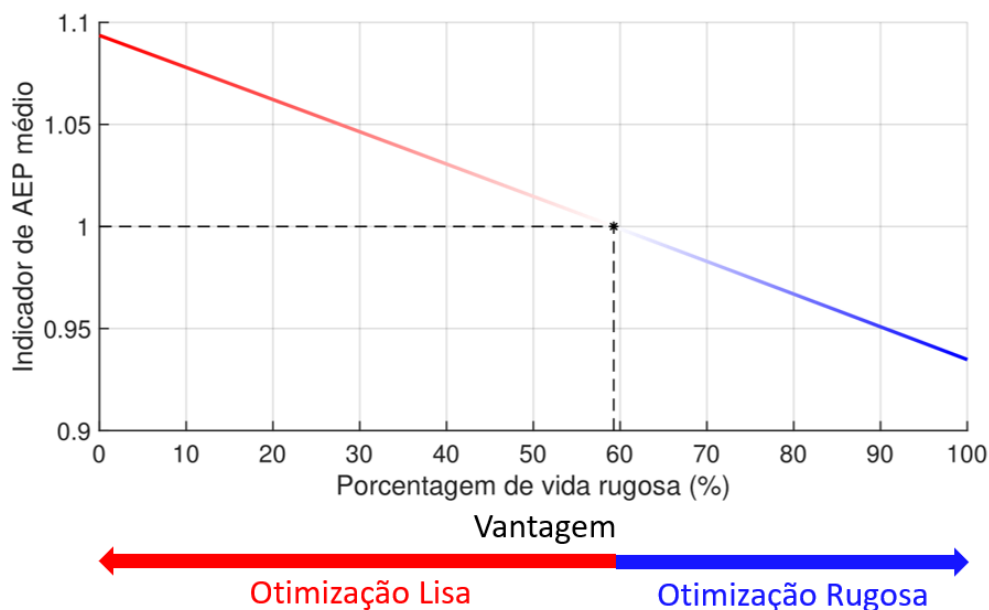
Figura 59 – Comparação do indicador de AEP médio para turbina eólica de rotação fixa



Fonte: Elaborado por autor, 2019

vida útil na condição rugosa maior que 59%. O máximo de vantagem que a pá otimizada lisa apresenta é quando ela tem uma vida 0% rugosa tendo um AEP médio 9,4% maior, já a otimizada rugosa leva máxima vantagem quando a pá tem uma vida 100% rugosa, tendo AEP médio 6,52% maior.

Figura 60 – Comparação do indicador de AEP médio para turbina eólica de rotação variável



Fonte: Elaborado por autor, 2019

4.3.5 Fase com controle de pitch

Na fase com controle de pitch a turbina eólica faz a mudança de ângulo das pás com o intuito de limitar a potência da máquina devido a restrições mecânicas ou operacionais. O coeficiente de potência cai drasticamente, não sendo interessante manter a turbina trabalhando por muito tempo nesta região.

As turbinas eólicas trabalham com controladores dinâmicos, que medem a potência gerada e a velocidade do vento e constantemente regulam o ângulo de pitch das pás, por meio de um sistema de controle de malha fechada. Como neste trabalho está sendo usado o código do BEM de maneira estática, não é possível fazer este controle dinamicamente. Porém é possível encontrar uma expressão que fornece os ângulos que regulam a potência para a potência nominal do aerogerador.

Como o controle é dinâmico, serão mostradas duas rotinas de ângulo de pitch para cada pá otimizada, uma para a pá lisa e outra para a rugosa. Nas figuras 61a, 61b, 61c, são mostradas as curvas de potência, os coeficientes de potência e as rotinas de mudança de ângulo de pitch respectivamente, para pá otimizada lisa e para a pá otimizada rugosa, no estado liso e no estado rugoso, para a turbina de rotação fixa. Com esta parte do funcionamento da turbina calculada, é possível quantificar totalmente a energia anual

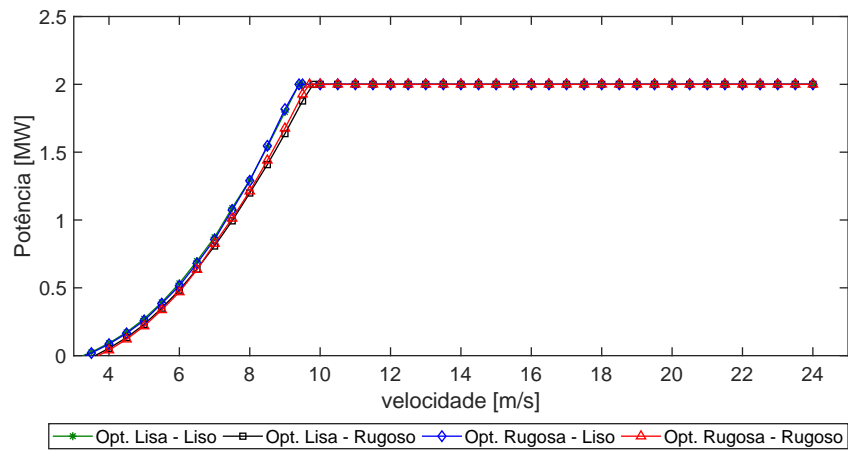
produzida pelas pás das turbinas projetadas. A pá otimizada lisa no caso com coeficientes lisos teve um AEP de 8,77 GWh, a pá otimizada rugosa com coeficientes lisos obteve AEP de 8,72 GWh. Para os casos utilizando coeficientes de superfície rugosa, a pá otimizada lisa propiciou um AEP de 8,25 GWh e a pá otimizada rugosa um AEP de 8,31 GWh.

Na turbina de rotação variável, na parte de regulação de potência a turbina começa a operar com velocidade de rotação contante do rotor, enquanto também varia os ângulos de pitch das pás. Nas figuras 62a, 62b, 62c, são mostradas as curvas de potência, os coeficientes de potência e as rotinas de mudança de ângulo de pitch respectivamente, para pá otimizada lisa e para a pá otimizada rugosa, no estado liso e no estado rugoso, para a turbina de rotação variável. A pá otimizada lisa no estado liso teve um AEP de 9,41 GWh, a pá otimizada rugosa no estado liso obteve AEP de 8,96 GWh. Para os casos no estado rugoso, a pá otimizada lisa proporcionou um AEP de 8,54 GWh e a pá otimizada rugosa um AEP de 8,89 GWh.

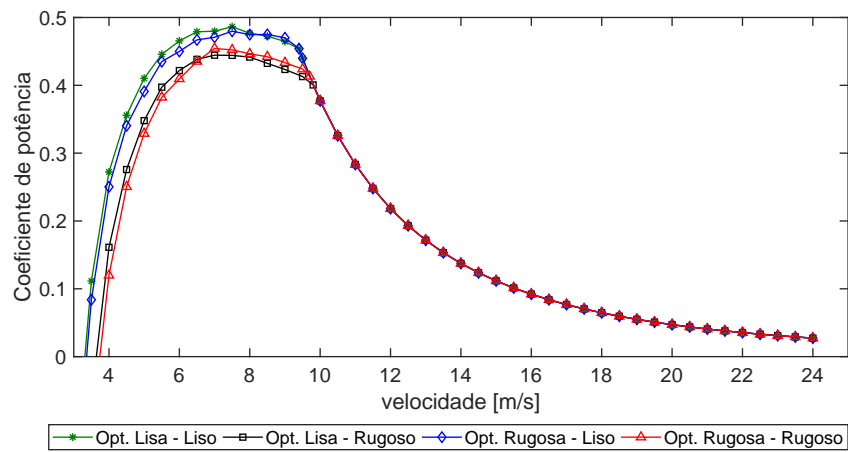
Das figuras 61c e 62c, percebe-se que o ângulo de pitch aumenta conforme se tem mais sustentação pois é necessário que se estole o aerofólio para que seja limitada a potência da turbina.

Figura 61 – Curvas de operação da turbina de rotação fixa

(a) Curva de Potência



(b) Curva do coeficiente de potência



(c) Rotina de ângulos de pitch

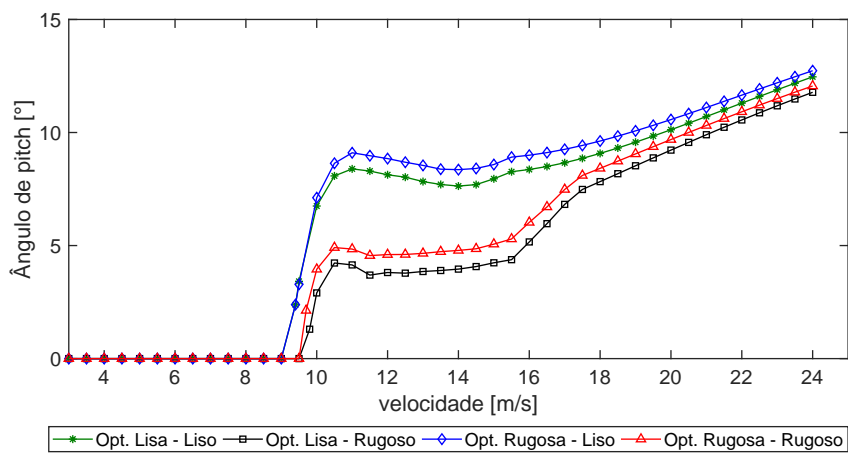
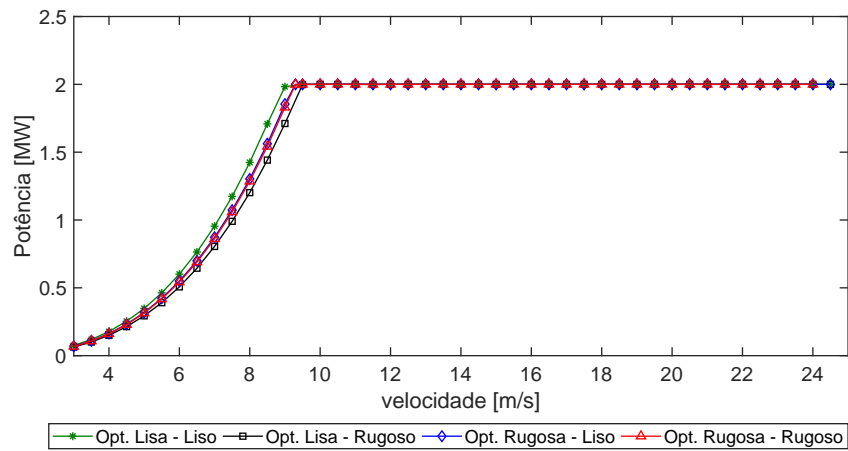
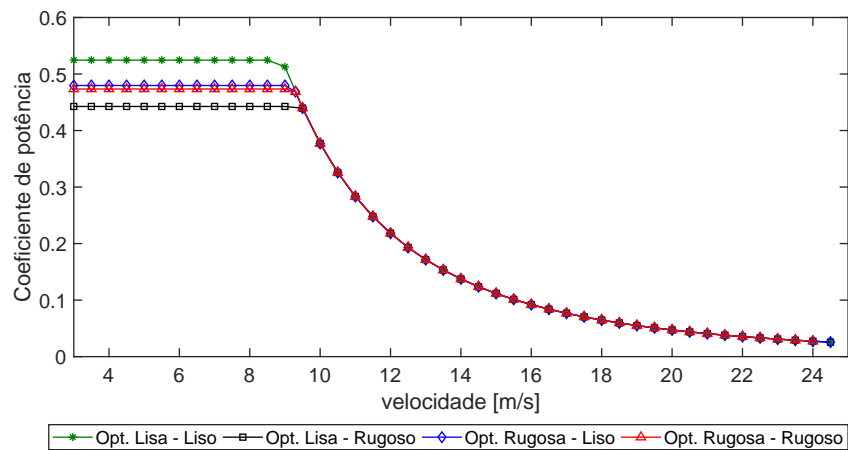


Figura 62 – Curvas de operação da turbina de rotação variável

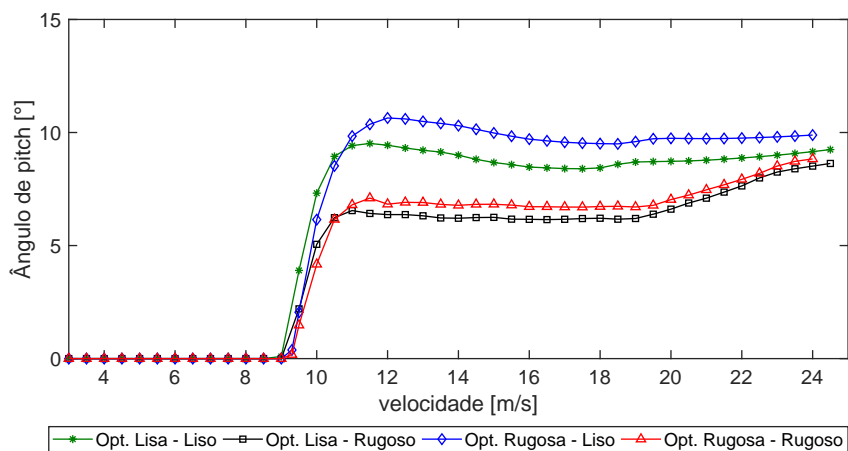
(a) Curva de Potência



(b) Curva do coeficiente de potência



(c) Rotina de ângulos de pitch



4.4 Resultados da simulação do Rotor

Nesta parte do trabalho, foram feitas simulações tridimensionais de um rotor desenvolvido pelo NREL para uma turbina de 5MW (referência) considerando a superfície das pás lisa e rugosa, com o objetivo de comparar o desempenho das turbinas e a esteira formada nas duas situações. Nesta seção, são apresentados resultados de simulações considerando somente o rotor imerso numa corrente uniforme de ar. Foram simulados 20 segundos de funcionamento para ambos rotor com pás no estado liso e no estado rugoso. Como a configuração desta simulação se assemelha aos testes realizados pelo instituto NREL é possível realizar a comparação de resultados para fazer o teste de convergência de malha mostrado na tabela 4, onde a malha utilizada foi a malha fina, mostrada na seção 3.1.12.

Tabela 4 – Comparação de malhas para a simulação do rotor

Tipo	Nº de células	Potência [<i>MW</i>]	Diferença
Grossa	5.261.417	2,29	37,1 %
Média	6.580.715	2,55	29,9 %
Fina	9.274.703	3,37	7,4 %

Fonte: Elaborado por autor, 2019

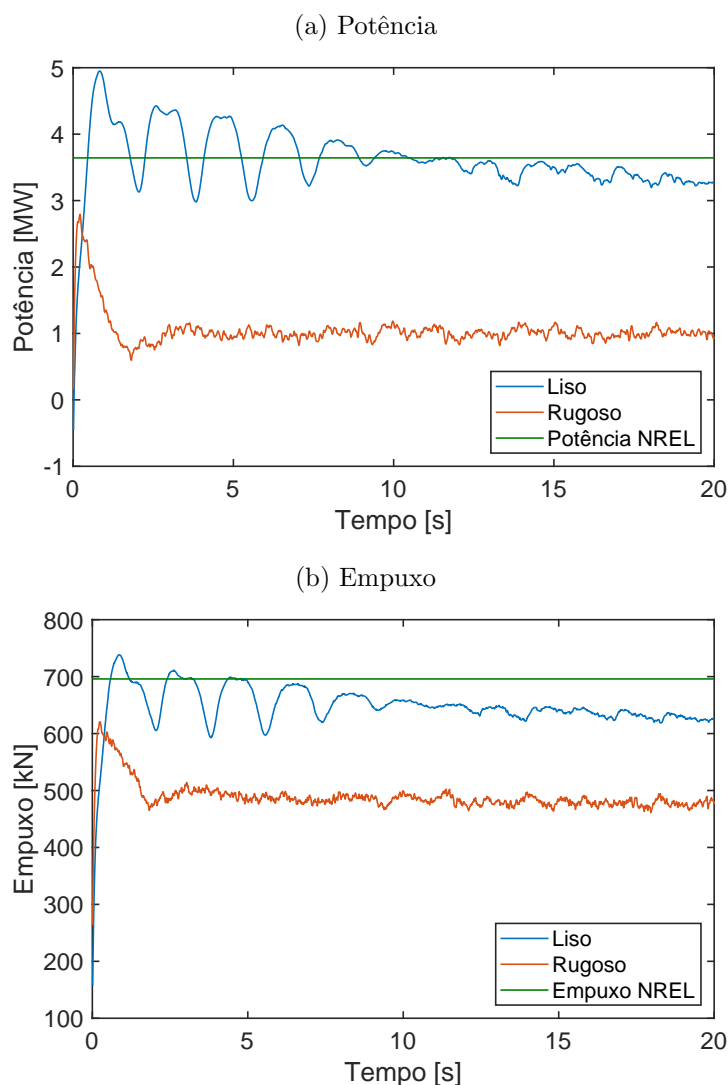
Os resultados de potência e empuxo para o rotor com a pá no estado liso e no estado rugoso são mostrados na figura 63, sendo também mostrados os valores de potência e empuxo obtidos pelo instituto NREL, para velocidade do vento de 10 m/s.

Para o rotor no estado liso, a potência medida da simulação em seu último instante foi de 3,27 MW, uma diferença de 268 kW a menos em relação ao teste realizado pelo NREL, significando um erro percentual de 7,4%. O empuxo medido na simulação foi de 624 kN, uma diferença de 63 kN, significando um erro percentual de 9,1%.

Na simulação com o rotor no estado rugoso, a potência teve valor final de 1,07 MW e empuxo final de 473,5 kN, quedas bastante significativas em comparação com o rotor no estado liso, diminuindo 2,2 MW de potência e 150,5 kN de empuxo.

Na figura 64, são mostrados os gráficos de contorno de velocidade axial numa seção paralela ao eixo do rotor que passa pelo seu centro, ilustrando a esteira formada pelos rotores no estado liso e rugoso, para a velocidade na coordenada x, bem como a identificação da localização das linhas de medição para velocidade de esteira mostrados no gráfico da figura 65, na localização do cubo do rotor. Este gráfico apresenta a razão

Figura 63 – Comparação das potências obtidas da simulação dos rotores liso e rugoso

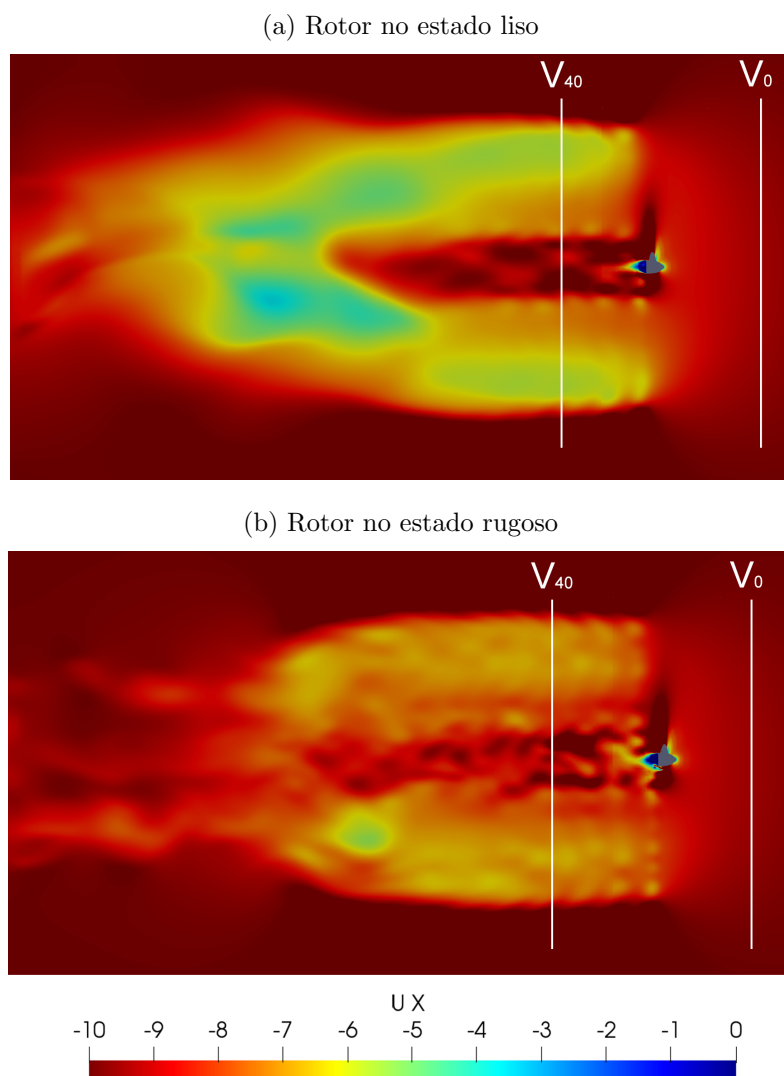


Fonte: Elaborado por autor, 2019

entre velocidade do vento a jusante da turbina e a velocidade do vento 40 metros após passar o rotor. Percebe-se destes gráficos que a extração de energia do rotor com pás no estado rugoso está menor que o rotor com pás no estado liso. Isto afeta principalmente na potência de produção da máquina e no empuxo que ela sofre, mas por outro lado acarreta na diminuição da intensidade da esteira formada pelo rotor com pás no estado rugoso.

Nas figuras 66a e 66b são mostradas as seções da pá dos rotores no estado liso e rugoso respectivamente. O ponto referencial das velocidades destes gráficos foi modificado para o referencial da pá girando. Com estes gráficos é possível observar que o rotor com pás no estado liso tem um fluxo aerodinâmico no perfis mais colado às paredes, sem que se tenha criação de vórtices no bordo de fuga, do que no rotor com pás no estado rugoso.

Figura 64 – Isocontornos da velocidade na coordenada x



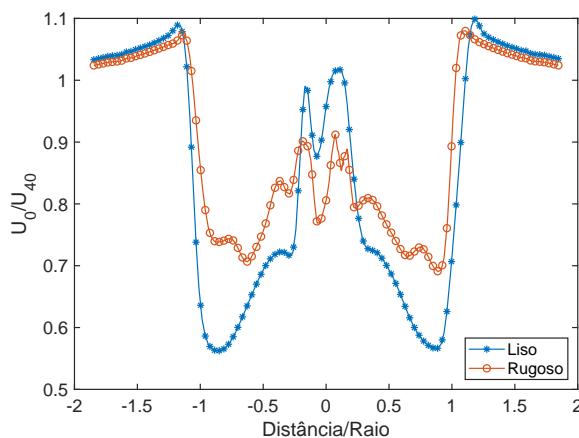
Fonte: Elaborado por autor, 2019

No primeiro caso, só é observado criação de vórtices e possível perda de sustentação no perfil aerodinâmico a 60 metros, estando localizado na ponta da pá. Já no rotor com pás no estado rugoso, estes fenômenos são observados na raiz da pá a 10 metros, ainda com perfil cilíndrico e nos perfis a 20 metros, 50 metros e 60 metros, sendo estas as prováveis causas da queda significativa de extração de energia entre os rotores simulados.

4.5 Resultados da simulação da Turbina completa

Também foram realizadas simulações considerando a turbina NREL 5MW completa, utilizando condições lisa e rugosa para a superfície das pás. O objetivo aqui era levar

Figura 65 – Comparativo da razão velocidade de esteira entre o rotor no estado liso e no estado rugoso



Fonte: Elaborado por autor, 2019

em consideração também a influência da torre e o perfil de velocidade de camada limite atmosférica. Foram simulados 20 segundos para ambos os casos de turbina com pás no estado liso e rugoso. Nesta simulação além de serem modelados a torre, a nacelle e o eixo do rotor, foi considerado também um perfil de velocidade de camada limite atmosférica a montante da turbina, tendo como velocidade de referência na altura do cubo de 10 m/s. Os resultados de potência e empuxo são mostrados na figura 63.

A média da potência da turbina no estado liso nos últimos 10 segundos de simulação obteve valor de 1,11 MW e em comparação como a potência da simulação do rotor teve uma queda significativa de 2,17 MW. Esta queda pode ter sido causada pela presença da torre e da nacelle próximos ao rotor e também pela consideração do perfil do vento, o que ocasiona que em alturas mais baixas, devido ao giro do rotor, haja uma diminuição do vento disponível para extração. O empuxo da turbina lisa teve valor médio de 478,3 kN, uma diminuição em relação ao rotor liso de 146 kN.

Na turbina com rotor no estado rugoso, a média da potência foi de 0,85 MW, uma diminuição em relação ao rotor rugoso de 0,23 MW, e média de empuxo de 451 kN, uma diminuição em comparação com o rotor rugoso de 22,5 kN. Quando o rotor na turbina é rugoso, comparando com a simulação apenas do rotor rugoso, as quedas de potência e empuxo não foram tão grandes, quando comparadas com o caso do rotor e turbina lisas.

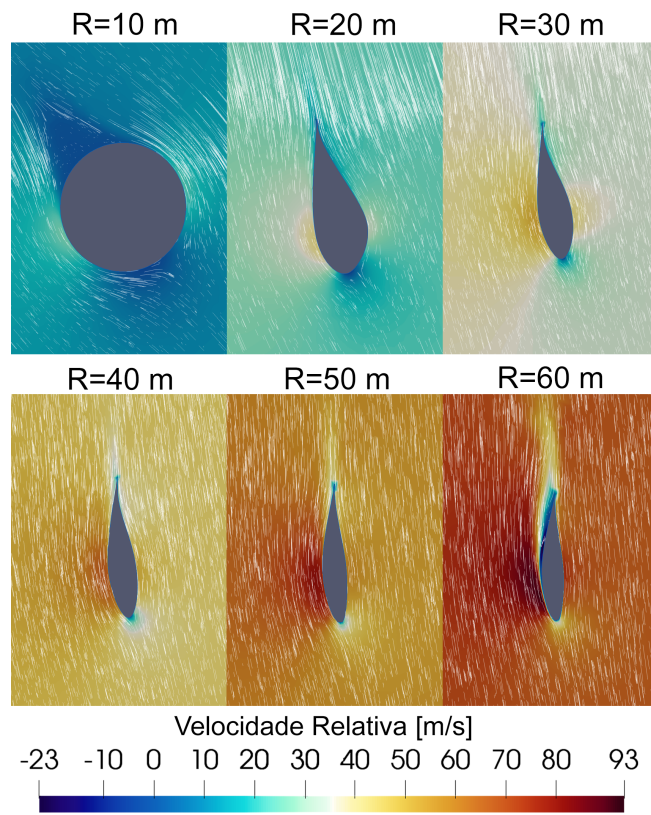
Na figura 68, são mostrados os gráficos de contorno de velocidade axial numa seção paralela ao solo que passa pelo centro do rotor, ilustrando a esteira formada pelos aerogeradores no estado liso e rugoso, para a velocidade na coordenada x , bem como a

identificação da localização das linhas de medição para velocidade de esteira mostrados no gráfico da figura 69. Nesta figura em (a) apresenta-se a razão entre velocidade do vento a jusante e a velocidade do vento 60 metros após passar a turbina eólica, na altura do hub da turbina, 90 metros acima do solo. Em (b) são mostrados os perfis de velocidade do vento de entrada e o perfil de vento após 60 metros do rotor da turbina, no estado liso e no estado rugoso, indo do solo até a altura de 200 metros. Pela figura 70a, observa-se do mesmo modo que nas simulações dos rotores, que a turbina rugosa não consegue extrair a mesma quantidade de energia disponível do vento, acarretando em uma diminuição da razão de velocidade de esteira menor do que da turbina com rotor no estado liso. Na figura 70b é possível observar as diferenças de velocidades entre a parte mais baixa do rotor, a 25 metros acima do solo, com velocidade de entrada de 7,5 m/s e a parte mais alta do rotor, a 155 metros acima do solo, com velocidade de 11 m/s. No perfil vertical as diferenças de velocidade de esteira entre as turbinas lisas e rugosas são menores, tendo uma diferença maior na parte próxima da altura do hub.

Nas figuras 70 e 71 são mostradas as seções da pá das turbinas lisa e rugosa simuladas respectivamente. Nestas figuras em (a) são mostradas as seções quando a pá está apontando para cima da turbina, estando as seções suscetíveis a velocidades de vento maiores e em (b) quando estas seções na parte mais baixa do curso do rotor, quando a pá aponta para baixo, sendo expostas a velocidades de vento menores. Para as duas figuras o referencial de velocidade foi mudado para a pá, possibilitando observar melhor o fluxo aerodinâmico de cada seção. Na figura 70 observa-se que quando a pá está na posição mais alta, existe uma diminuição das esteiras das seções, principalmente na seção a 40 metros de raio, porém isto não é observado em 71, possivelmente devido ao escoamento já ser turbulento o suficiente devido à rugosidade da pá. Isto fica mais aparente quando comparam-se as seções lisas com as seções rugosas, onde estas tem um descolamento e um fluxo aerodinâmico mais turbulento que as seções com o rotor no estado liso.

Figura 66 – Velocidade relativa para o rotor

(a) Rotor no estado liso



(b) Rotor no estado rugoso

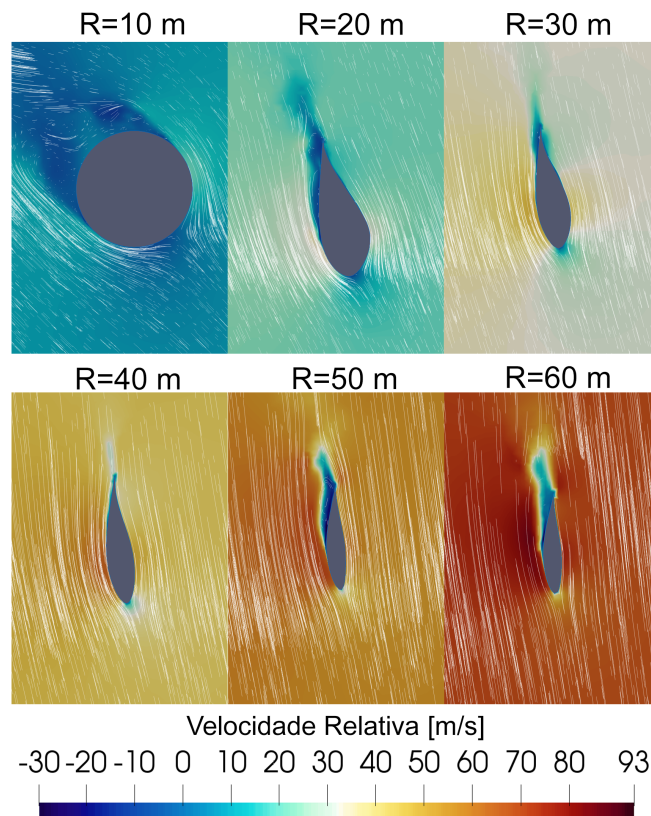
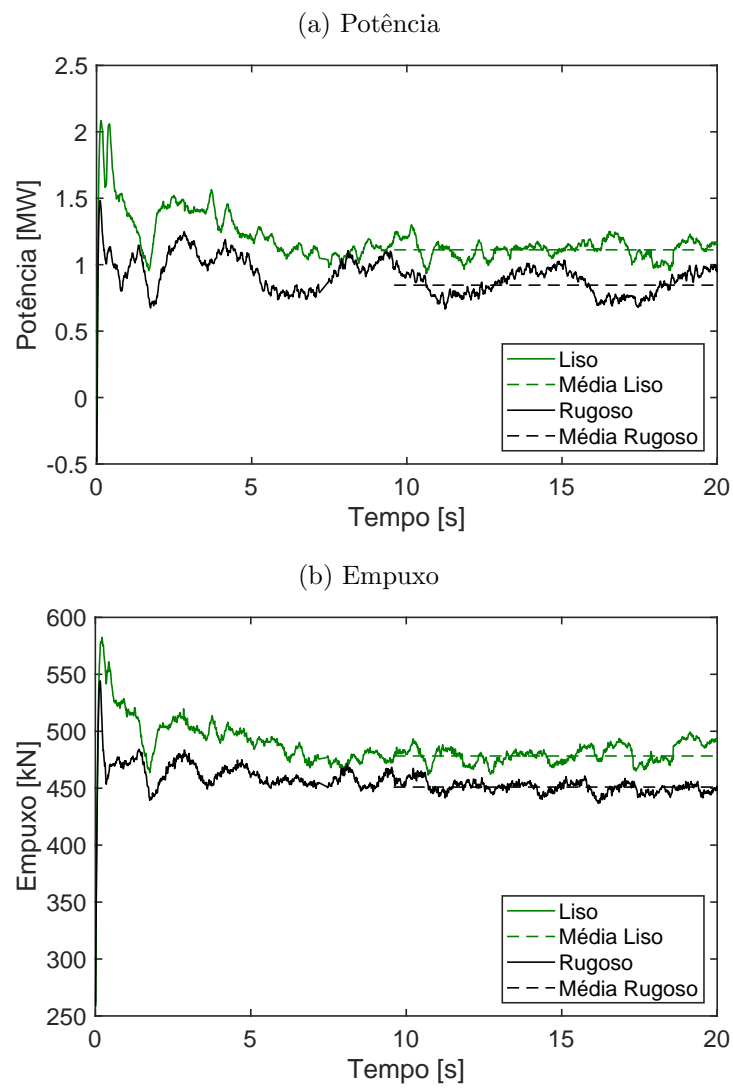
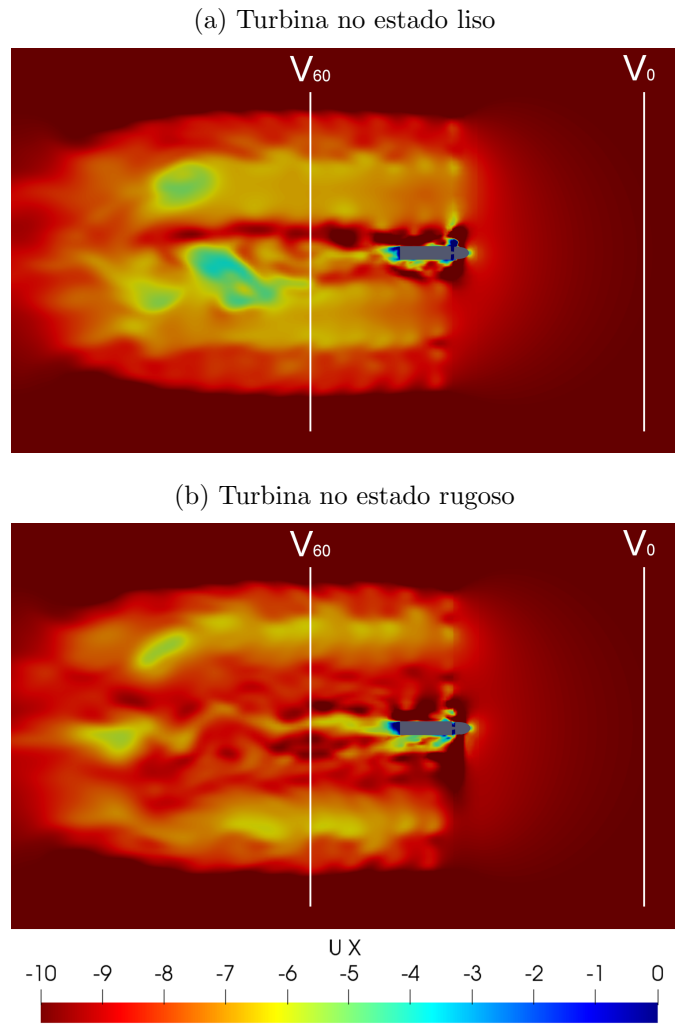


Figura 67 – Comparação das potências obtidas da simulação das turbinas lisa e rugosa



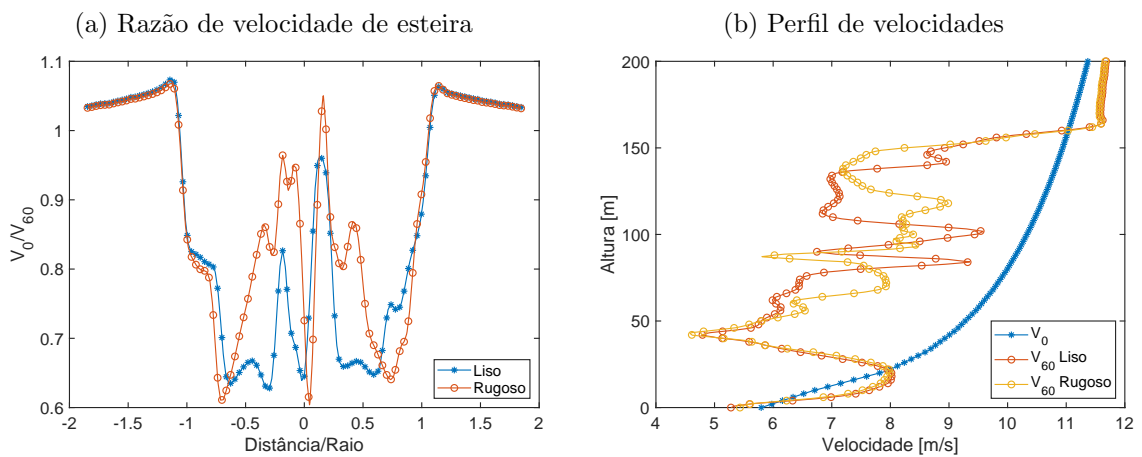
Fonte: Elaborado por autor, 2019

Figura 68 – Isocontornos da velocidade na coordenada x



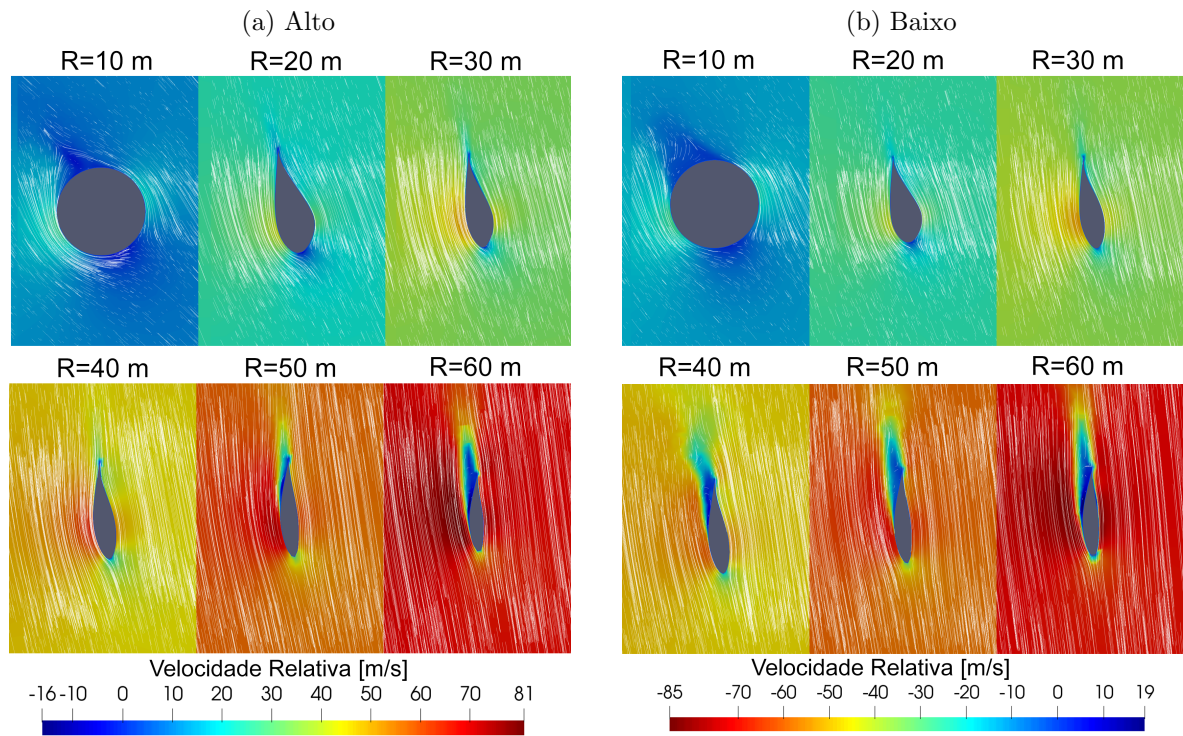
Fonte: Elaborado por autor, 2019

Figura 69 – Comparativo da razão velocidade de esteira entre a turbina no estado liso e no estado rugoso e perfil de velocidades antes e depois da turbina



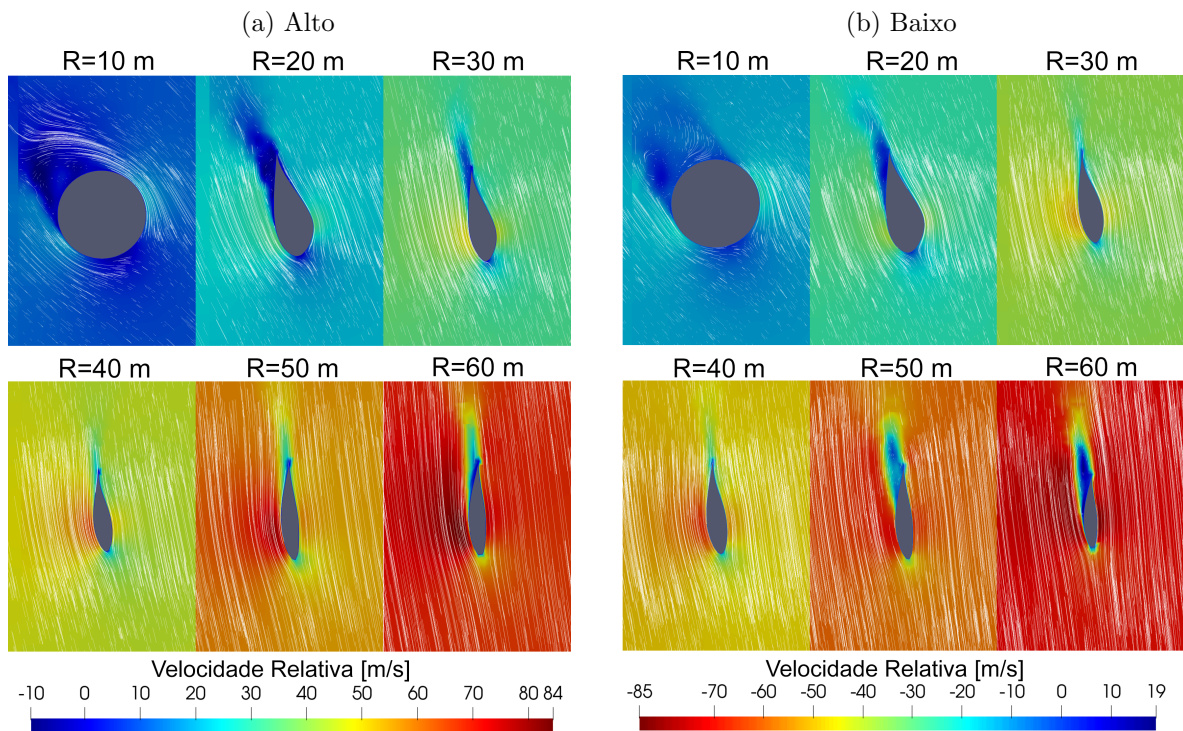
Fonte: Elaborado por autor, 2019

Figura 70 – Velocidade relativa da turbina no estado liso



Fonte: Elaborado por autor, 2019

Figura 71 – Velocidade relativa da turbina no estado rugoso



Fonte: Elaborado por autor, 2019

5 Conclusão

Nesta dissertação foi possível observar uma diferenciação do comportamento da pá de turbina eólica segundo o aumento de rugosidade, resultando na perda de performance. Além disso, utilizando técnicas e algoritmos de otimização modificou-se este comportamento através da mudança de parâmetros de cada seção da pá, alterando os tamanhos das cordas e os ângulos de torção, melhorando o desempenho das mesmas.

Conseguiu-se também simular via software CFD o comportamento observado experimentalmente dos coeficientes de sustentação e de arrasto de perfis aerodinâmicos, tanto para o estado liso, quanto para o estado rugoso do aerofólio. A simulação do aerofólio liso ficou mais próximo dos experimentos apresentados por Abbot do que os apresentados pelo instituto NREL, porém para a simulação rugosa, os resultados se aproximaram bastante dos experimentos em túnel de vento do NREL, acertando a antecipação do estol do aerofólio. Os coeficientes de sustentação das simulações tiveram bom comportamento e bons valores e os coeficientes de arrasto tiveram bom comportamento, porém os valores apresentaram um offset positivo quando comparados aos experimentos.

Na comparação entre as turbinas eólicas que funcionam com velocidade angular constante do rotor com as turbinas eólicas de velocidade variável, o impacto da rugosidade é diferente em cada uma delas. Nas turbinas com velocidade variável, o impacto na pá otimizada lisa foi bem maior que o impacto na pá otimizada rugosa, e o desempenho quando a pá está no estado liso é bem superior ao desempenho da pá otimizada rugosa no estado liso. Nas turbinas com velocidade fixa este impacto foi parecido entre as otimizações lisa e rugosa, ficando a pá otimizada rugosa no estado rugoso com um AEP pouco maior que a pá otimizada lisa no estado rugoso e a pá otimizada lisa no estado liso com um AEP também pouco maior que o AEP da pá otimizada rugosa no estado liso.

As pás das turbinas com velocidade variável obtiveram maior produção de energia, tanto no estado liso quanto no rugoso em comparação com as pás das turbinas eólicas com velocidade fixa. Foram observadas também alterações de velocidade no início de seu funcionamento: nas turbinas de velocidade variável em todos os casos a turbina começou a funcionar na velocidade de 3,5 m/s, sendo possível até antecipar este início de funcionamento para a velocidade de 3 m/s. Além disso, foram obtidos coeficientes de

potência constantes e maiores nas turbinas com velocidade variável em comparação com as turbinas com velocidade fixa.

Em relação ao indicador de AEP proposto foi possível observar que a pá otimizada rugosa tem desempenho diferente em turbinas eólicas com velocidade constante do que em turbinas com velocidade fixa, pois considerando uma pá que apresente uma vida com mais de 26% no estado rugoso, ela já supera a energia produzida da pá otimizada lisa. Este comportamento é diferente em turbinas com velocidade variável, pois a otimização rugosa só apresenta maior produção de energia se a pá tiver uma vida no estado rugoso de mais 59% de sua vida útil. Considerando uma vida útil de 20 anos, para a turbina com velocidade constante, 5,7 anos da pá em estado rugoso já supera a energia produzida pela pá otimizada lisa, enquanto para a turbina com velocidade variável são necessários 12 anos com a pá no estado rugoso para que sua energia produzida seja maior que a pá otimizada lisa.

Foram feitas as simulações em três dimensões do rotor e da turbina completa nos estados liso e rugoso das pás e obter valores numéricos de potência e empuxo. Na simulação dos rotores foi possível comparar com os dados apresentados pelo NREL, tendo o rotor liso uma diferença de 7,4% na potência e de 9,1% no empuxo. Com o rotor no estado rugoso os resultados de potência e empuxo apresentaram uma queda significativa de performance da máquina, com a potência diminuindo 2,2 MW e o empuxo diminuindo 150,5 kN. Nas simulações da turbina completa, no estado liso foi também observado uma queda de performance da máquina, apresentando potência média de 1,1 MW e empuxo médio de 478,3 kN, porém para a turbina rugosa a queda de produção não foi tão grande obtendo potência média de 0,85 MW e empuxo médio de 451,3 kN.

Também foi possível medir e observar as esteiras do rotor e da turbina completa quando estão com pás lisas e rugosas. A esteira tanto do rotor quanto da turbina lisa tem velocidades menores que a esteira do rotor e da turbina rugosa, devido à melhor extração de energia do disponível do vento nas máquinas com pás lisas. Mostrou-se as velocidades relativas em cada seção da pá para a simulação do rotor e da turbina completa, sendo evidenciadas diferenças no fluxo aerodinâmico. Nos casos rugosos este fluxo ficava mais turbulento e mais suscetível à criação de vórtices e descolamento do fluxo ao redor dos aerofólios das pás, acarretando em uma diminuição do aproveitamento da energia disponível do vento e conseqüentemente diminuindo a performance da máquina.

Como sugestão para trabalhos futuros dentro do tema de otimizações é realizar um algoritmo que possa trabalhar em uma mesma pá diferentes tipos de aerofólios e encontrar a geometria ótima modificando as cordas das seções, a torção da pá e a disposição dos diferentes aerofólios na geometria da pá. Outra sugestão seria incorporar junto ao algoritmo BEM, um algoritmo que faça o cálculo estrutural estático da pá, possibilitando que a otimização trabalhe para encontrar o formato ótimo da pá considerando a parte estrutural. Uma outra sugestão é utilizar o algoritmo BEM transiente, encontrar a função objetivo a ser otimizada. Esta proposta é um pouco mais pesada computacionalmente, porém é interessante, pois forças transientes da pá entrarão em consideração na otimização.

Como sugestão para trabalhos futuros na parte de simulações em CFD é realizar simulações aeroelásticas, acoplando o OpenFoam com algum outro software de análise de elementos finitos. É interessante esta sugestão pois as turbinas eólicas estão crescendo de tamanho com o objetivo de minimizar o custo da energia produzida, porém para que isto seja possível as pás estão cada vez mais leves e finas, o que leva a serem bastante flexíveis. Para a correta previsão de potência dessas máquinas é necessário que se utilize simulações aeroelásticas.

Referências Bibliográficas

ABBOTT, I. H.; DOENHOFF, A. E. V. Theory of Wing Sections: Including a Summary of Airfoil data. *Press*, v. 11, p. 693, 1959. ISSN 16130073. Citado na página 82.

ABDI - Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial. Mapeamento da cadeia produtiva da indústria eólica no Brasil. *Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior*, p. 1–177, 2014. Citado 2 vezes nas páginas 20 e 21.

ABEEÓLICA. *Dados Mensais*. São Paulo, SP, 2018. Disponível em: <http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2018/02/Dados-Mensais-ABEEolica-02.2018.pdf>. Citado 2 vezes nas páginas 15 e 16.

ABEEÓLICA. *Dados Mensais*. São Paulo, SP, 2019. Disponível em: <http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2019/02/Numeros-ABEEolica-02.2019.pdf>. Citado 2 vezes nas páginas 14 e 16.

ANDERSON, P. L.; GECKIL, I. K. Northeast Blackout Likely to Reduce US Earnings by \$6.4 Billion. *Anderson Economic Group Working Paper 2003-2.*, n. 517, 2003. Disponível em: <http://www.andersoneconomicgroup.com/Portals/0/upload/Doc544.pdf>. Citado na página 14.

ANEEL. Atlas Energia Elétrica do Brasil Capítulo 6. *Panorama*, p. 18, 2005. ISSN 1098-6596. Disponível em: [http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/06-Energia{_}Eolica\(3\).](http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/atlas/pdf/06-Energia{_}Eolica(3).) Citado na página 15.

BIG-ANEEL. *Banco de Informações de Geração*. 2019. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Citado 2 vezes nas páginas 14 e 17.

CASTRO, R. M. G. *Introdução à Energia Eólica*. 4 ed. ed. Lisboa: Universidade Técnica de Lisboa, 2008. 94 p. Disponível em: http://ead2.ctgas.com.br/a_rquivos/aperfeicoamento/MedicaoAnemometrica/Biblioteca/Livros/Introducao_a_Energia_Eolica.pdf. Citado 3 vezes nas páginas 19, 21 e 28.

CHEHOURI, A.; YOUNES, R.; ILINCA, A.; PERRON, J. Review of performance optimization techniques applied to wind turbines. *Applied Energy*, Elsevier Ltd, v. 142, p. 361–388, 2015. ISSN 03062619. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.12.043>. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 50.

CHEN, X.; KATZ, N.; PETERS, D. *Optimization of Wind Turbine Airfoils / Blades and Wind Farm Layouts*. 184 p. Tese (Doutorado) — Washington University in St. Louis, 2014. Disponível em: <https://openscholarship.wustl.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=2228&context=etd>. Citado na página 56.

CORTEN, G.; VELDKAMP, H. Insects Cause Double Stall. *European Wind Energy Conference 2001*, p. 470–474, 2001. Citado 3 vezes nas páginas 22, 45 e 47.

DIVEUX, T.; SEBASTIAN, P.; BERNARD, D.; PUIGGALI, J. R.; GRANDIDIER, J. Y. Horizontal axis wind turbine systems: optimization using genetic algorithms. *Wind Energy*, v. 4, n. 4, p. 151–171, 2001. ISSN 1095-4244. Disponível em: <http://doi.wiley.com/10.1002/we.51>. Citado na página 51.

- EHRMANN, R. S.; WILCOX, B.; WHITE, E. B.; MANIACI, D. C. *Effect of Surface Roughness on Wind Turbine Performance*. Springfield, VA, 2017. 114 p. Disponível em: https://energy.sandia.gov/wp-content/uploads/2017/10/LEE_Ehrmann_SAND2017-10669.pdf). Citado na página 46.
- FARRELL, P. E.; MADDISON, J. R. Conservative interpolation between volume meshes by local Galerkin projection. *Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering*, Elsevier B.V., v. 200, n. 1-4, p. 89–100, 2011. ISSN 0045-7825. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.cma.2010.07.015>). Citado na página 72.
- FERZIGER, J. H.; PERIĆ, M. *Computational Methods for Fluid Dynamics*. 3. ed. New York: Springer, 2002. 431 p. ISBN 3540420746. Citado 3 vezes nas páginas 60, 61 e 62.
- GOLDEMBERG, J. *Espaço aberto: em defesa das hidrelétricas — ITAIPU BINACIONAL*. 2009. 1 p. Disponível em: <https://www.itaipu.gov.br/sala-de-imprensa/itaipunamidia/espaco-aberto-em-defesa-das-hidreletricas?page=2>). Citado na página 14.
- HANSEN, M. *Aerodynamics of Wind Turbines*. 3 ed. ed. Nova Iorque: Earthscan, 2015. 173 p. ISSN 9780470846124. ISBN 978-1-138-77507-7 (hbk). Citado 11 vezes nas páginas 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 42, 43 e 76.
- HOFFMANN, M.; RAMSAY, R.; GREGOREK, G. *Tech report: Effects of grit roughness and pitch oscillations on the NACA 4415 airfoil*. Columbus, Ohio, 1996. Disponível em: <http://www.osti.gov/servlets/purl/266691-1y1spR/webviewable/>). Citado 3 vezes nas páginas 45, 47 e 82.
- Investe São Paulo. *Potencial eólico do Brasil é de 500 GW, segundo DEWI — InvesteSP*. 2015. Disponível em: <http://www.investe.sp.gov.br/noticia/potencial-eolico-do-brasil-e-de-500-gw-segundo-dewi/>). Citado na página 14.
- ISSA, R. I. Solution of the implicitly discretised fluid flow equations by operator-splitting. *Journal of Computational Physics*, v. 62, p. 40–65, 1986. Citado na página 66.
- JAFARI, K.; HASSAN, M.; FOROUZI, B. The Effects of Different Roughness Configurations on Aerodynamic Performance of Wind Turbine Airfoil and Blade. *International Journal fo Renewable Energy Development*, v. 6, n. 3, p. 273–281, 2017. Citado na página 23.
- JONKMAN, J.; BUTTERFIELD, S.; MUSIAL, W.; SCOTT, G. *Tech report: Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development*. [S.l.], 2009. Disponível em: <http://www.osti.gov/servlets/purl/947422-nhrlni/>). Citado na página 76.
- KAWANA, S. A. *Avaliação energética do aumento da participação eólica no Sistema Interligado Nacional, com ênfase na concentração de plantas geradoras na região nordeste e rebatimento nas condições de atendimento da demanda de pico*. 136 p. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2014. Citado na página 15.
- KHANJARI, A.; SARRESHTEHDARI, A.; MAHMOODI, E. Modeling of Energy and Exergy Efficiencies of a Wind Turbine Based on the Blade Element Momentum Theory under Different Roughness Intensities. *Journal of Energy Resources Technology*, v. 139, n. 2, p. 022006–1,022006–8, 2017. ISSN 15288994. Citado na página 23.

- KROHN, S. The economics of wind energy. Report by the European Wind Energy Association. n. 6-7, p. 156, 2009. ISSN 13640321. Citado na página 22.
- MARTEN, D.; WENDLER, J. *QBlade Guidelines*. [S.l.], 2013. 76 p. Disponível em: http://q-blade.org/project_images/files/guidelines_v06.pdf. Citado 4 vezes nas páginas 38, 39, 40 e 41.
- MATHEW, S. *Wind Energy Fundamentals, Resource Analysis and Economics*. 1 ed. ed. Berlin: Springer, 2006. 246 p. ISBN 9783540309055. Citado 8 vezes nas páginas 18, 20, 26, 27, 28, 29, 30 e 31.
- MATHWORKS. *Find minimum of unconstrained multivariable function using derivative-free method - MATLAB fminsearch*. 2019. Disponível em: <https://www.mathworks.com/help/matlab/ref/fminsearch.html>. Citado 2 vezes nas páginas 52 e 53.
- MathWorks Inc, M. *How the Genetic Algorithm Works - MATLAB & Simulink*. 2018. Disponível em: <https://www.mathworks.com/help/gads/how-the-genetic-algorithm-works.html>. Citado na página 50.
- MENTER, F. Zonal Two Equation k-w Turbulence Models for Aerodynamic Flows. *AIAA paper, Proceedings of 93-2906*, Orlando, p. 22, 1993. Disponível em: https://cfd.spbstu.ru/agarbaruk/doc/1993{_}Menter{_}ZonalTwoEquationk-wTurbulenceModelsforAerodynamicFlows{_}. Citado na página 57.
- MONTEZANO, R. *Modelo dinâmico de visualização de um aerogerador com velocidade de rotação variável e controle de passo em VRML*. 128 p. Tese (Doutorado) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2007. Citado na página 18.
- MSTUDIOBLACKBOARD. *Website: Turbine topologies*. 2016. Disponível em: http://mstudioblackboard.tudelft.nl/duwind/Windenergyonlinereader/photos/teetering{_}hub{_}. Citado na página 18.
- MUNDUATE, X.; FERRER, E. CFD Predictions of Transition and Distributed Roughness Over a Wind Turbine Airfoil. *47th AIAA Aerospace Sciences Meeting including The New Horizons Forum and Aerospace Exposition*, p. 1–16, 2009. Disponível em: <http://arc.aiaa.org/doi/10.2514/6.2009-269>. Citado 3 vezes nas páginas 45, 46 e 47.
- NETZEROGUIDE. *Website: Savonius Wind Turbine*. 2013. Disponível em: <http://netzeroguide.com/savonius-wind-turbine.html>. Citado na página 18.
- PATANKAR, S. V.; SPALDING, D. B. *A CALCULATION PROCEDURE FOR HEAT, MASS AND MOMENTUM TRANSFER IN THREE-DIMENSIONAL PARABOLIC FLOWS*. [S.l.], 1972. IS, 1787–1806 p. Disponível em: <http://dns2.asia.edu.tw/{~}ysho/YSHO-English/2000Engineering/PDF/IntJHeaMasTra15,1787.p>. Citado na página 65.
- REUK. *The Renewable Energy Website: Darrieus Wind Turbines*. 2015. Disponível em: <http://www.reuk.co.uk/wordpress/wind/darrieus-wind-turbines/>. Citado na página 18.
- RINGER, N. J. *Desafios do setor de energia eólica no Brasil: uma abordagem sistêmica*. 156 p. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2014. Citado na página 14.

SAGOL, E.; REGGIO, M.; ILINCA, A. Issues concerning roughness on wind turbine blades. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, v. 23, p. 514–525, 2013. ISSN 13640321. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.02.034>. Citado na página 22.

SANCHO, J. *Website: The Windmills of Mallorca*. 2000. Disponível em: <http://www.mallorcawindmills.com/english/guestpics.html>. Citado na página 18.

SCHRAMM, M.; RAHIMI, H.; STOEVE SANDT, B.; TANGAGER, K. The influence of eroded blades on wind turbine performance using numerical simulations. *Energies*, v. 10, n. 9, p. 1–15, 2017. ISSN 19961073. Citado 3 vezes nas páginas 23, 48 e 49.

SIMONI, R. *Teoria Local das Curvas*. 81 p. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Santa Catarina, 2005. Disponível em: https://repositorio.ufsc.br/bitstream/handle/123456789/96536/Roberto_Simoni.pdf?sequence=1. Citado na página 53.

VERGEL, J. L. G. *Estudo da influência da malha computacional, modelos de turbulência e aspectos numéricos da modelagem CFD em impelidores PBT usando malhas não-estruturadas*. 157 p. Dissertação (Mestrado) — Universidade Estadual de Campinas, 2013. Citado na página 55.

VERSTEEG, H.; MALALASEKERA, W. *An Introduction to Computational Fluid Dynamics*. 2. ed. Harlow: Pearson, 2007. 517 p. ISSN 02104806. ISBN 978-0-13-127498-3. Citado 3 vezes nas páginas 65, 66 e 67.

WILCOX, D. C. *Turbulence Modeling for CFD*. 2. ed. California, EUA: DCW Industries, 1993. 460 p. ISBN 0-9636051-0-0. Citado na página 48.

WIND-WORKS. *Website: One-Bladed Wind Turbines*. 2016. Disponível em: <http://www.wind-works.org/cms/index.php?id=543>. Citado na página 18.

ZIDANE, I. F.; SAQR, K. M.; SWADENER, G.; MA, X.; SHEHADEH, M. F. On the role of surface roughness in the aerodynamic performance and energy conversion of horizontal wind turbine blades: a review. *International journal of energy research*, v. 31, n. 2007, p. 2054 – 2077, 2016. Citado na página 23.