



SENAI CIMATEC

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM MODELAGEM
COMPUTACIONAL E TECNOLOGIA INDUSTRIAL
Doutorado em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial**

Tese de Doutorado

**Otimização Aerodinâmica de Turbinas Eólicas Envoltas por
Difusor: Uma Abordagem Computacional**

Apresentada por: Turan Dias Oliveira

Orientador: Prof. Dr. Alex Álisson Bandeira Santos

Coorientadora: Profa. Dra. Luzia Aparecida Tofaneli

Janeiro

2021

Turan Dias Oliveira

Otimização Aerodinâmica de Turbinas Eólicas Envoltas por Difusor: Uma Abordagem Computacional

Tese de doutorado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial, Curso de Doutorado em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial do Centro Universitário SENAI CIMATEC, como requisito parcial para a obtenção título de Doutor em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial.

Área de conhecimento: Interdisciplinar.

Orientador: Prof. Dr. Alex Álisson Bandeira Santos
Coorientadora: Profa. Dra. Luzia Aparecida Tofaneli

Salvador-Ba
SENAI CIMATEC
2021

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca do Centro Universitário SENAI CIMATEC

O48o Oliveira, Turan Dias

Otimização aerodinâmica de turbinas eólicas envoltas por difusor: uma abordagem computacional / Turan Dias Oliveira. – Salvador, 2021.

197 f. : il. color.

Orientador: Prof. Dr. Alex Álisson Bandeira Santos.
Coorientadora: Prof.^a Dr.^a Luzia Aparecida Tofaneli.

Tese (Doutorado em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial) –
Programa de Pós-Graduação, Centro Universitário SENAI CIMATEC, Salvador, 2021.
Inclui referências.

1.DAWT - Diffuser Augmented Wind Turbines. 2. BEM - Blade Element Theory. 3. Evolução diferencial. 4. Turbina eólica. 5. Otimização. 6. Aerodinâmica. I. Centro Universitário SENAI CIMATEC. II. Santos, Alex Álisson Bandeira. III. Tofaneli, Luzia Aparecida. IV. Título.

CDD 620.00113

Centro Universitário SENAI CIMATEC

Doutorado em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial

A Banca Examinadora, constituída pelos professores abaixo listados, leu e aprovou a Tese de doutorado, intitulada "Otimização Aerodinâmica de Turbinas Eólicas Envoltas por Difusor: Uma Abordagem Computacional", apresentada no dia 15 de fevereiro de 2021, como parte dos requisitos necessários para a obtenção do Título de Doutor em Modelagem Computacional e Tecnologia Industrial.

Orientador: 
Prof. Dr. Alex Álisson Bandeira Santos
SENAI CIMATEC

Assinado digitalmente por: LUZIA APARECIDA TOFANELI
O tempo: 21-02-2021 22:31:43

Coorientadora: Prof. Dr. Luzia Aparecida Tofaneli
SENAI CIMATEC

Membro Interno: 
Prof. Dr. Davidson Martins Moreira
SENAI CIMATEC

Digitally signed by: Valter de Senna
Date and time: 2/21/2021 8:18:20 PM

Membro Interno: Prof. Dr. Valter de Senna
SENAI CIMATEC

Membro Externo: 
Prof. Dr. Leandro Oliveira Salviano
UNESP

Membro Externo: 
Prof. Dr. Lourenço Gobira Alves
UFBA

Resumo

Para conter o aumento da concentração de CO₂ na atmosfera e suas nocivas consequências, estudos apontam a necessidade de aumento de participação de energia não fóssil na matriz energética mundial. Dentre as alternativas possíveis, a energia eólica tem se mostrado economicamente viável e tem seu crescimento estabelecido nos cenários nacional e mundial. Apesar de grande parte da geração eólica acontecer devido a turbinas de grande porte, pequenas turbinas eólicas atendem demandas de geração distribuída e isolada. A eficiência de turbinas eólicas, no entanto é teoricamente limitada e uma possível forma de melhorar o aproveitamento da energia dos ventos é o uso de turbinas envoltas por difusores (*Diffuser Augmented Wind Turbines*, DAWTS). Este trabalho tem como objetivo estudar o impacto das características de vento no projeto aerodinâmico ótimo da pá de uma DAWT considerando variações radiais de velocidade devido ao uso do difusor. Baseado no momento do elemento de pá, uma nova expressão para correção de coeficientes de empuxo (*thrust*) para altos valores de fator de indução axial é proposta, de forma que seja adequada à avaliação de turbinas com e sem difusores. Análise gráfica é utilizada para o estudo do impacto do ângulo de *pitch* e da rotação na conversão de energia anual (AEP, *Annual Energy Production*) para diferentes regimes de vento (caracterizados por distribuições de Weibull). Evolução Diferencial (*Differential Evolution*, DE) é utilizada para a evolução de uma população randômica inicial de rotores de aerogeradores a uma população ótima final e duas funções objetivos, separadamente, são avaliadas: maximização da conversão de energia e maximização da conversão de energia por volume do rotor. A aptidão de cada indivíduo a ser evoluído é avaliada através da teoria do Momento do Elemento de Pá (*Blade Element Theory*, BEM) utilizando o novo equacionamento proposto. As variáveis a otimizadas modificam a rotação do rotor, distribuições de corda e torção ao longo do raio da turbina e ângulo de *pitch*. A abordagem BEM proposta, quando comparada a resultados experimentais para turbinas com e sem difusores, apresentou discrepância média de 4,45% para turbinas sem difusores e 0,28% para turbinas com difusores, melhor concordância do que outras abordagens presentes em literatura. Através da análise gráfica, com ou sem a presença de difusores, foi identificada alta dependência da rotação mais adequada com o regime de ventos, enquanto o ângulo

de *pitch* mais adequado foi sempre próximo a valores que levam a coeficientes de potência máximos. Através da DE notou-se grande dependência da maioria dos parâmetros estudados com o regime de ventos. O uso de difusores em turbinas otimizadas para operação sem difusores permitiu melhoria de desempenho em até 30,1% e se mostrou dependente da geometria do difusor e do regime de ventos. Um processo de otimização específica para a operação com difusores pode aumentar em até 37% o benefício da instalação do dispositivo.

Palavras-chave: DAWT. BEM. Evolução Diferencial. Turbina Eólica. Otimização. Aerodinâmica.

Abstract

In order to contain the increase in the concentration of CO₂ in the atmosphere and its harmful consequences, studies point to the need to increase the participation of non-fossil energy in the world energy matrix. Among the possible alternatives, wind energy has proven to be economically viable and has its growth established in the national and global scenarios. Although a large part of wind generation occurs due to large turbines, small wind turbines meet the demands of distributed and isolated generation. The efficiency of wind turbines, however, is theoretically limited and one possible way to improve the use of wind energy is the use of diffuser augmented wind turbines (DAWTs). This work aims to study the impact of wind characteristics on the optimal aerodynamic design of a DAWT blade considering non-uniform flow generated by the use of the diffuser. Based on the moment of the blade element, a new expression for the correction of thrust coefficients for high values of axial induction factor is proposed, so that it is suitable for the evaluation of turbines with and without diffusers. Graphical analysis is used to study the impact of pitch angle and rotation on the annual energy production (AEP) for different wind regimes (characterized by Weibull distributions). Differential Evolution (DE) is used for the evolution of an initial random population of wind turbine rotors to an optimum final population and two objective functions are evaluated separately: maximizing energy conversion and maximizing energy conversion per rotor volume. The aptitude of each individual to be evolved is evaluated through the theory of Moment of the Blade Element Theory, BEM using the proposed new equation. The optimized variables modify the rotor rotation, rope and torsion distributions along the turbine radius and pitch angle. The proposed BEM approach, when compared to experimental results for turbines with and without diffusers, showed an average discrepancy of 4.45% for turbines without diffusers and 0.28% for turbines with diffusers, better agreement than other approaches found in the literature. Through graphic analysis, with or without the presence of diffusers, a high dependence on the most appropriate rotation with the wind regime was identified, while the most appropriate pitch angle was always close to values that lead to maximum power coefficients. Through the DE it was noticed a great pending of most of the parameters studied with the wind regime. The use of diffusers in turbines optimized for operation without diffusers allowed for a performance improvement of up to 30.1% and proved

to be dependent on the geometry of the diffuser and the wind regime. A specific optimization process for diffuser operation can increase the benefit of installing the device by up to 37%.

Keywords: DAWT. BEM. Differential Evolution. Wind Turbine. Optimization. Aerodynamics.

Lista de Acrônimos e Siglas

- AEP – *Annual Energy Production* (Conversão Anual de Energia)
- BEM – *Blade Element Momentum* (Momento do Elemento de Pá)
- CFD – *Computational Fluid Dynamics* (Fluidodinâmica Computacional)
- DAWT – *Diffuser Augmented Wind Turbine* (Turbina Eólica Envolta por Difusor)
- DE – *Differential Evolution* (Evolução Diferencial)
- ECC – *Energy Conversion Coefficient* (Coeficiente de Conversão de Energia)
- VAWT – *Vertical Axis Wind Turbine* (Turbina Eólica de Eixo Vertical)
- HAWT – *Horizontal Axis Wind Turbine* (Turbina Eólica de Eixo Horizontal)
- TSR – *Tip Speed Ratio* (Razão Entre Velocidades de Ponta de Pá)
- WED – *Wind Energy Density* (Densidade de Energia Eólica)

Lista de Símbolos

p_0 : Pressão atmosférica [**Pa**]

ρ : Densidade do ar [**kg/m³**]

Δp : Queda de pressão no rotor [**Pa**]

V_0 : Velocidade do vento livre [**m/s**]

u : Velocidade do vento no rotor [**m/s**]

u_1 : Velocidade do vento na esteira posterior ao rotor [**m/s**]

a : Fator de indução axial [–]

C_p : Coeficiente de potência [–]

C_T : Coeficiente de Impulso [–]

T : Impulso [**N**]

P : Potência [**W**]

C_θ : Velocidade tangencial [**m/s**]

a' : Fator de indução tangencial [–]

r : Distância radial [**m**]

α : Ângulo de ataque [**rad**]

V_{rel} : Velocidade relativa [**m/s**]

ϕ : Ângulo de fluxo [**rad**]

θ : Ângulo de *pitch* [**rad**]

β : Ângulo de torção [**rad**]

p_N : Força normal por unidade de comprimento [**N/m**]

p_T : Força Tangencial por unidade de comprimento [**N/m**]

L : Força de arrasto [**N**]

D : Força de sustentação [**N**]

c : Corda [m]

C_l : Coeficiente de sustentação [–]

C_d : Coeficiente de arrasto [–]

C_n : Coeficiente adimensional de força normal [–]

C_t : Coeficiente adimensional de força tangencial [–]

B : Número de pás [–]

ω : Rotação [rad/s]

F : Fator de perda de ponta de pá [–]

γ : Razão de aceleração de difusor (sem turbina) [–]

V_1^* : Velocidade máxima no difusor (sem turbina) [m/s]

C_p^d : Coeficiente de potência com difusor [–]

ϵ : Razão de aceleração de difusor (com turbina) [–]

β_D : Razão de áreas de difusor [–]

η_d : Eficiência do difusor [–]

a^* : Fator de indução axial na presença de difusor [–]

a_1^* : Fator de indução tangencial na presença de difusor [–]

$x_i^{(t)}$: i -ésimo vetor numa iteração t

F_{DE} : Fator de Escala [–]

Cr : Taxa de *crossover* [–]

C : Fator de escala de Weibull [m/s]

k : Fator de forma de Weibull [–]

$\langle V \rangle$: Velocidade do vento média [m/s]

Lista de Figuras

Figura 1: Evolução da concentração molar global de dióxido de carbono na atmosfera. (Fonte: Adaptado de WMO, 2019).....	20
Figura 2: Divisão do uso mundial de energia. (Fonte: Adaptado de REN21, 2019). .	21
Figura 3: Evolução da capacidade eólica mundial instalada. (Fonte: GWEC, 2019).	21
Figura 4: Evolução da capacidade eólica instalada no Brasil. (Fonte: ABEEÓLICA, 2019).	22
Figura 5: (a) Turbina eólica de eixo horizontal sem difusor (HAWT) e (b) Turbinas eólicas de eixo horizontal com difusor (DAWT). (Fonte: BURTON et al., 2011 (a) e HOOPEN (2009) (b)).	24
Figura 6: Representação esquemática do escoamento através de um difusor flangeado. (Fonte: Adaptado de Abe e Ohya, 2004).	25
Figura 7: Perfil de velocidades para escoamento ao redor de um difusor flangeado. (Fonte: Adaptado de Mansour e Meskinkhoda, 2014).	26
Figura 8: Modelo de DAWT com “scoop”. (Fonte: Adaptado de Wang et al., 2008).	27
Figura 9: Resultados de otimização realizada por Vaz e Wood (2016) (Fonte: Adaptado de Vaz e Wood, 2016).	28
Figura 10: Componentes básicos de uma turbina de eixo horizontal.	31
Figura 11: Velocidades axiais e pressões a jusante e a montante do rotor (Fonte: Adaptado de Hansen, 2008).	33
Figura 12: Linhas de corrente à jusante e à montante do disco atuador. (Fonte: Adaptado de Hansen, 2008).	33
Figura 13: Relação entre fator de indução axial, estado de escoamento e coeficiente de impulso (Adaptado de Spera, 2009).	35
Figura 14: Comparação entre dados experimentais de diferentes autores a ajuste de coeficiente de impulso com abordagem de Spera para diferentes valores de ac (Fonte: Próprio autor).	37
Figura 15: Incremento gradual de velocidade tangencial. (Fonte: Burton et al, 2001).	38
Figura 16: Volume de controle para aplicação de conservação de momento angular. (Fonte: Adaptado de Burton et al., 2001)	39

Figura 17: Elemento de pá considerado para análise aerodinâmica. (Fonte: Adaptado de Burton et al., 2001).....	40
Figura 18: Diagramas de velocidades e forças num elemento de pá. (Fonte: Adaptado de Burton et al., 2001).....	40
Figura 19: Perfil de velocidade na linha de centro de um difusor (na ausência de turbina) (Fonte: Adaptado de Vaz et al, 2014).....	47
Figura 20: Esquema simplificado de velocidades em DAWT. (Fonte: Adaptado de Vaz et al., 2018).	48
Figura 21: Diagramas de velocidade e força numa seção de uma pá de uma DAWT. (Fonte: Adaptado de Vaz et al., 2014).....	50
Figura 22: Comparação entre correções utilizadas por Vaz (2014) e Silva (2018). ..	52
Figura 23: Design inicial e otimizado por algoritmo evolutivo.(Fonte: Keane e Brown, 1996).	56
Figura 24: Algoritmo de Evolução Diferencial (DE).	58
Figura 25: Comparação de correção proposta e correção de Silva (2018) para $\eta D = 0,8$, $\epsilon = 1,3$, $\beta = 0,9$ e $F = 1$	62
Figura 26: Entradas e Saídas do algoritmo BEM.	64
Figura 27: Turbina NREL Phase VI (Fonte: Hand et al., 2001).	66
Figura 28: Dimensões da pá da turbina NREL Phase VI (Fonte: Adaptado de Hand et al., 2001).	67
Figura 29: Distribuições de corda e torção para a turbina NREL Phase VI.....	67
Figura 30: Distribuições de torção (a) e corda (b) para turbina experimentada por Hoppen (2011) e coeficientes de sustentação(c) e arrasto (d) para NACA 2207.(Fonte: Adaptado de Hoopen(2009)).....	69
Figura 31: Razão de aceleração do difusor usado por Hoppen (2009). (Fonte: Adaptado de Silva et al. (2018))	70
Figura 32: Parâmetros de controle de DE/rand/1 de sucesso para solução de benchmarks.....	72
Figura 33: Difusores estudados: (a) Difusor 1, proposto por Hoopen (2009) e (b) Difusor 2, proposto por Silva et al. (2018).(Fonte: Hoopen (2009) (a) e Silva et al. (2018) (b)).	78
Figura 34: Razão de aceleração (γ) para os difusores estudados.	79

Figura 35: Validação de Algoritmo BEM proposto com $ac = 0,309$ para turbina NREL Phase VI sem difusor.	81
Figura 36: Densidade de probabilidade de velocidade de vento para os regimes de vento estudados.	83
Figura 37: Densidade de energia eólica para as distribuições estudadas.....	84
Figura 38: Distribuição de energia cumulativa para diferentes distribuições de velocidade de vento.	85
Figura 39: Coeficiente de potência (C_p) como uma função de TSR e ângulo de <i>pitch</i> para turbina sem difusor.....	86
Figura 40: Coeficientes de potência máximo (a) e ângulo de <i>pitch</i> para coeficiente máximo (b) em função do ângulo de <i>pitch</i> , para turbina sem difusor.....	87
Figura 41: AEP para regimes de vento com $V = 4 \text{ m/s}$ e: (a) $k = 1,5$, (b) $k = 2,0$ e (c) $k = 3,0$	88
Figura 42: AEP para regimes de vento com $V = 6 \text{ m/s}$ e: (a) $k = 1,5$, (b) $k = 2,0$ e (c) $k = 3,0$	89
Figura 43: AEP para regimes de vento com $V = 6 \text{ m/s}$ e: (a) $k = 1,5$, (b) $k = 2,0$ e (c) $k = 3,0$	90
Figura 44: Comparação entre parâmetros de melhor desempenho com variação apenas de <i>pitch</i> (rotação fixa em 72 RPM) e variação de <i>pitch</i> e rotação. (a) AEP, (b) aumento de AEP em relação à NREL Phase VI e (c) parâmetros de melhor conversão.....	91
Figura 45: ECC como função do ângulo de <i>pitch</i> e do TSR.....	95
Figura 46: Coeficiente de potência (C_p) como uma função de TSR e ângulo de <i>pitch</i> para turbina com Difusor 1.	96
Figura 47: Aumento de coeficiente de potência devido à incorporação do Difusor 1.	97
Figura 48: Conversão anual de energia com Difusor 1 para $V = 4 \text{ m/s}$ e: (a) $k = 1,5$, (b) $k = 2,0$ e (c) $k = 3,0$	98
Figura 49: Conversão anual de energia com Difusor 1 para $V = 6 \text{ m/s}$ e: (a) $k = 1,5$, (b) $k = 2,0$ e (c) $k = 3,0$	99
Figura 50: Conversão anual de energia com Difusor 1 para $V = 8 \text{ m/s}$ e: (a) $k = 1,5$, (b) $k = 2,0$ e (c) $k = 3,0$	100
Figura 51: ECC como função do ângulo de <i>pitch</i> e do TSR com uso de Difusor 1.	102

Figura 52: Coeficiente de potência (C_p) como uma função de TSR e ângulo de <i>pitch</i> para turbina com Difusor 2.	103
Figura 53: Aumento de coeficiente de potência devido à incorporação do Difusor 2.	104
Figura 54: Conversão anual de energia com Difusor 2 para $V = 4 \text{ m/s}$ e: (a) $k = 1,5$, (b) $k = 2,0$ e (c) $k = 3,0$	105
Figura 55: Conversão anual de energia com Difusor 2 para $V = 6 \text{ m/s}$ e: (a) $k = 1,5$, (b) $k = 2,0$ e (c) $k = 3,0$	106
Figura 56: Conversão anual de energia com Difusor 2 para $V = 8 \text{ m/s}$ e: (a) $k = 1,5$, (b) $k = 2,0$ e (c) $k = 3,0$	107
Figura 57: ECC como função do ângulo de <i>pitch</i> e do TSR com uso de Difusor 1.	109
Figura 58: Comparação entre desempenhos de melhores configurações	110
Figura 59: Aumento de AEP para difusores 1 e 2 quando instalados na turbina NREL Phase VI original.	111
Figura 60: Aumento de AEP para difusores 1 e 2 quando instalados em turbina com parâmetros ótimos para operação sem difusor e com parâmetros ótimos para operação com difusores.	111
Figura 61: Melhoramento de desempenho por adoção de parâmetros específicos para operação com difusores.	112
Figura 62: Convergência de algoritmo de evolução diferencial para maximização de AEP para $\langle V \rangle = 4 \text{ m/s}$, $k = 1,5$	114
Figura 63: Rotações ótimas para problemas de maximização de AEP.	116
Figura 64: <i>Pitches</i> na ponta da pá ótimos para problemas de maximização de AEP.	116
Figura 65: Fatores de torção ótimos para problemas de maximização de AEP.	117
Figura 66: Valores de corda na ponta da pá ótimos para problemas de maximização de AEP.	118
Figura 67: Fatores de corda ótimos para problemas de maximização de AEP.	119
Figura 68: Razão entre volume do rotor ótimo e volume do rotor da turbina NREL Phase VI original para problemas de maximização de AEP.	119
Figura 69: Solidez do rotor para turbinas otimizada para maximização de AEP.	120

Figura 70: Solidez local máxima para turbinas otimizada para maximização de AEP.	120
Figura 71: Funções objetivo ótimas para problemas de maximização de AEP.	121
Figura 72: Comparação entre desempenhos de turbinas ótimas com e sem Difusores.	122
Figura 73: Aumento de AEP para difusores 1 e 2 quando instalados em turbina com parâmetros ótimos para operação sem difusor e com parâmetros ótimos para operação com difusores (otimização DE para maximização de AEP).	122
Figura 74: Melhoramento de desempenho por otimização para operação com difusores.	123
Figura 75: Rotações ótimas para problemas de maximização de AEP/Volume.	124
Figura 76: <i>Pitches</i> na ponta da pá ótimos para problemas de maximização de AEP/Volume.	124
Figura 77: Fatores de torção ótimos para problemas de maximização de AEP/Volume.	125
Figura 78: Valores de corda na ponta da pá ótimos para problemas de maximização de AEP/Volume.	125
Figura 79: Fatores de corda ótimos para problemas de maximização de AEP/Volume.	126
Figura 80: Solidez do rotor para problemas de maximização de AEP/Volume.	126
Figura 81: Solidez local máxima para problemas de maximização de AEP/Volume.	127
Figura 82: Razão entre volume do rotor ótimo e volume do rotor da turbina NREL Phase VI original para problemas de maximização de AEP/Volume.	127
Figura 83: Razão entre AEP do rotor ótimo e AEP do rotor da turbina NREL Phase VI original para problemas de maximização de AEP/Volume.	128
Figura 84: Funções objetivo ótimas para problemas de maximização de AEP/Volume.	128
Figura 85: Comparação entre desempenhos de turbinas ótimas com e sem Difusores.	129
Figura 86: Comparação entre desempenhos de difusores para maximização de AEP/Volume.	130

- Figura 87: Melhoramento de desempenho por otimização para operação com difusores..... 131
- Figura 88: Distribuição de densidade de energia eólica para faixas de velocidade de 0,5 m/s entre 3 e 5 m/s para $\langle V \rangle = 4$ m/s. 132
- Figura 89: Curvas de C_p versus velocidade do vento para turbinas ótimas para $\langle V \rangle = 4$ m/s e diferentes fatores de forma: (a) $k = 1,5$; (b) $k = 2,0$ e (c) $k = 3,0$ 133
- Figura 90: Distribuição de densidade de energia eólica para faixas de velocidade de 0,5 m/s entre 3 e 5 m/s para $\langle V \rangle = 6$ m/s. 134
- Figura 91: Curvas de C_p versus velocidade do vento para turbinas ótimas para $\langle V \rangle = 6$ m/s e diferentes fatores de forma: (a) $k = 1,5$; (b) $k = 2,0$ e (c) $k = 3,0$ 135
- Figura 92: Distribuição de densidade de energia eólica para faixas de velocidade de 0,5 m/s entre 3 e 5 m/s para $\langle V \rangle = 8$ m/s. 136
- Figura 93: Curvas de C_p versus velocidade do vento para turbinas ótimas para $\langle V \rangle = 8$ m/s e diferentes fatores de forma: (a) $k = 1,5$; (b) $k = 2,0$ e (c) $k = 3,0$ 137

Sumário

1. Introdução.....	20
1.1. Contextualização	20
1.2. Objetivos.....	29
2. Aerodinâmica de Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal	31
2.1. Componentes de Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal	31
2.2. Teoria do Momento Linear para uma Turbina Eólica Ideal.....	32
2.3. Teoria do Momento Angular para uma Turbina Eólica Ideal.....	37
2.4. Teoria do Elemento de Pá.....	40
2.5. Método <i>Blade Element-Momentum</i> (BEM)	43
2.6. Turbinas Envoltas por Difusores (<i>Diffuser Augmented Wind Turbines, DAWT</i>)	46
2.6.1. Efeitos no método BEM.....	50
3. Evolução Diferencial	54
3.1. O Algoritmo Canônico	57
3.1.1. Inicialização:.....	58
3.1.2. Mutação:	59
3.1.3. Crossover.....	59
3.1.4. Seleção	60
4. Metodologia	61
4.1. Correção para valores altos de coeficiente de indução axial.....	61
4.2. Método <i>Blade Element Momentum</i>	63
4.3. Conversão Anual de Energia.....	70
4.4. Evolução Diferencial.....	71
4.5. Organização de Resultados	79

5. Resultados e Discussão: Análise Gráfica	81
5.1. Validação e Verificação de Algoritmo BEM	81
5.2. Recurso eólico.....	83
5.3. NREL Phase VI sem Difusor	85
5.3.1. Coeficientes de Potência.....	85
5.3.2. Predição de Conversão de Energia	87
5.4. NREL Phase VI Com Difusor 1.....	96
5.4.1. Coeficientes de Potência.....	96
5.4.2. Predição de Conversão de Energia	97
5.5. NREL Phase VI Com Difusor 2.....	103
5.5.1. Coeficientes de Potência.....	103
5.5.2. Predição de Conversão de Energia	104
5.6. Comparação entre resultados	110
5.7. Considerações sobre altas velocidades de rotação	112
6. Resultados e Discussão: Evolução Diferencial.....	114
6.1. Maximização de AEP	115
6.2. Maximização de AEP/Volume	123
6.3. Curvas de Coeficiente de potência.....	131
7. Conclusão e sugestões de trabalhos futuros.....	138
7.1. Conclusão.....	138
7.2. Sugestões para trabalhos futuros.....	139
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	141
APÊNDICE A: Implementação de Código BEM para HAWTs em Python 3.....	156
APÊNDICE B: Implementação de Evolução Diferencial em Python 3.....	162
APÊNDICE C: Gráficos de convergência de Evolução Diferencial	172

1. Introdução

1.1. Contextualização

Estudos recentes (WMO, 2019) revelaram que a concentração de CO₂ global excede 400 ppm e, como exibido na Figura 1, está em tendência de crescimento. Se esta tendência continuar, segundo Duan (2016), a média global da temperatura da superfície do planeta terá aumentado em 4°C até o final deste século (relativo a valores pré-industriais). Ainda segundo Duan (2016), a maioria dos climatologistas concordam que limitar o aquecimento global a 2°C é necessário para evitar catástrofes climáticas. Para evitar este cenário, a parcela de energia não-fóssil em 2050 e 2100 deve ser aumentada para 60% e 90%, respectivamente (Jacobson e Archer, 2012 e IPCC, 2014).

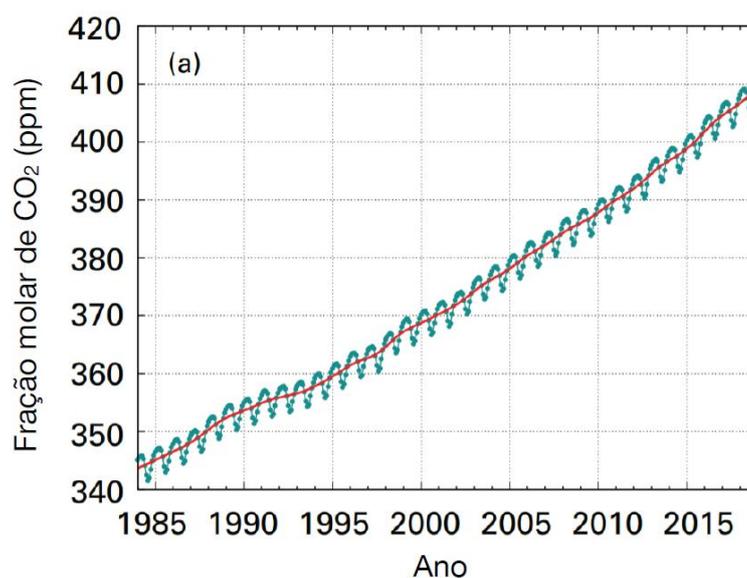


Figura 1: Evolução da concentração molar global de dióxido de carbono na atmosfera. (Fonte: Adaptado de WMO, 2019).

Segundo REN21 (2019), conforme exibido na Figura 2, ao fim de 2017, fontes não fósseis representavam apenas 20,3% do total de energia consumida no mundo. Desta parcela não fóssil, as fontes renováveis se destacam com 89,2% de energia consumida (18,1% do total). Vale destacar que destes 18,1%, 7,5% são devido a “biomassa tradicional” que, segundo Goldemberg e Coelho (2004) é produzida de

forma insustentável e utilizada como uma fonte energética não comercial, usualmente com eficiências muito baixas para aplicações domésticas em vários países.

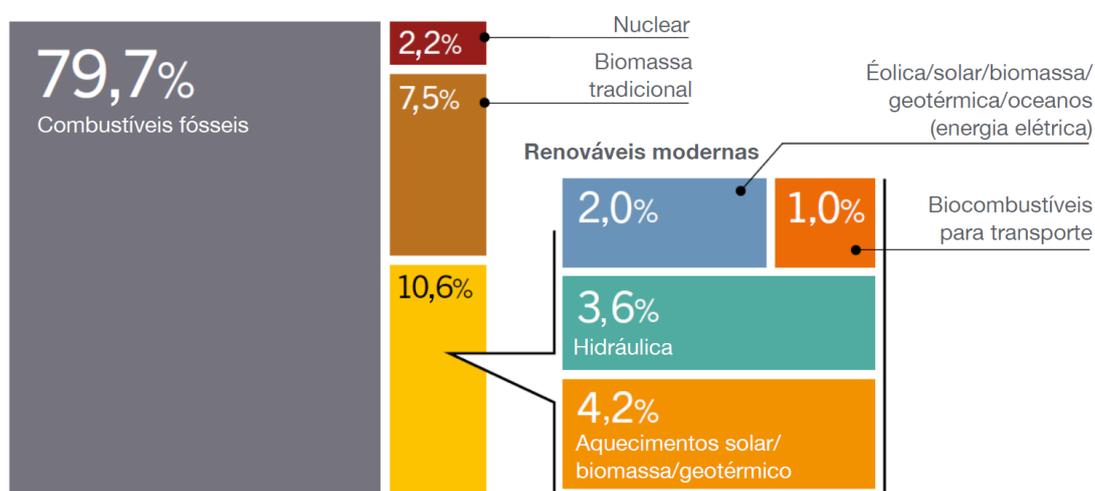


Figura 2: Divisão do uso mundial de energia. (Fonte: Adaptado de REN21, 2019).

Uma análise da capacidade instalada, segundo dados de REN21(2019), apontou a energia eólica com 591 GW instalados ao fim de 2018, ficando atrás somente de energia hidroelétrica, fonte já consolidada em termos de custo em relação às fontes fósseis. A Figura 3 apresenta a evolução da capacidade de geração eólica instalada mundialmente.

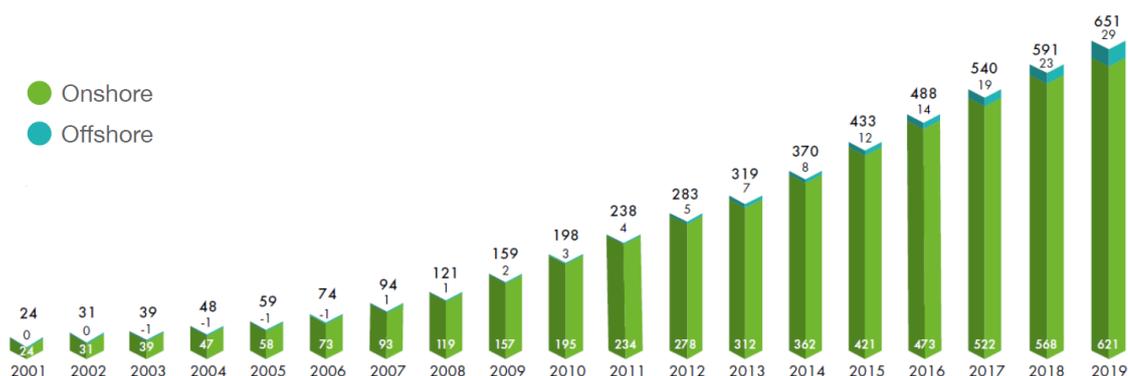


Figura 3: Evolução da capacidade eólica mundial instalada. (Fonte: GWEC, 2019).

Os dados exibidos na Figura 3 mostram um crescimento anual no mundo de 10,2% da capacidade eólica instalada de 2018 para 2019. Neste mesmo período, o Brasil teve crescimento de 5 % da capacidade instalada, saltando de 14 704,3 MW instalados para 15 449,2 em um ano, como ilustra a Figura 4. Esses dados configuraram o Brasil como 7ª maior capacidade instalada e como 12º maior crescimento de capacidade instalada (ABEEÓLICA ,2019).

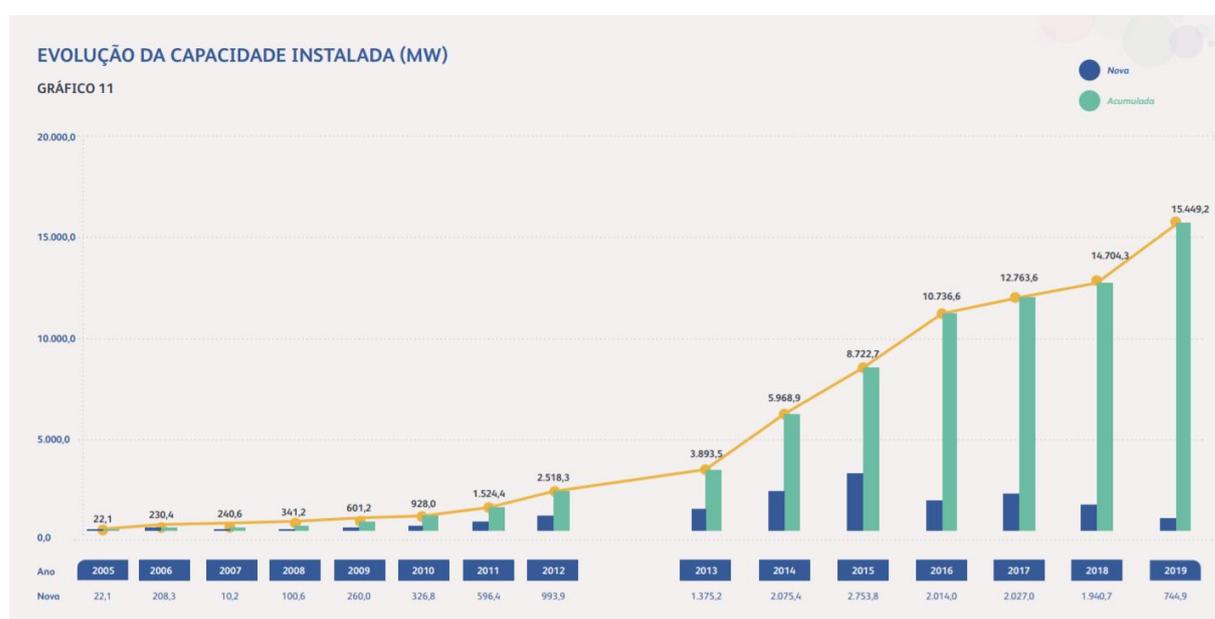


Figura 4: Evolução da capacidade eólica instalada no Brasil. (Fonte: ABEEÓLICA, 2019).

A grande maioria da capacidade instalada de energia eólica deve-se a turbinas eólicas de grande escala. Este tipo de turbina, segundo Tummala et. al. (2016), normalmente produz potência entre 1 e 3 MW e comumente tem uma faixa de diâmetro de 50 a 100m. Ao operar entre as velocidades de *cut-in* e *cut-out*, este tipo de turbina eólica usa mecanismos de controle de *pitch* para controlar a potência de saída de modo a não sobrecarregar o sistema (MacPhee e Beyene, 2019). Também é possível e financeiramente viável para essas turbinas ter velocidade variável e, assim, obter melhor desempenho operando mais perto de uma relação de velocidade de ponta ideal (TSR), conforme afirma Yin et al. (2018).

Pequenas turbinas eólicas (com potência nominal inferior a 100 kW e diâmetros

usualmente entre 3 e 10 m) são relevantes para geração de energia distribuída (Bukala et al., 2015) ou aplicações em ambiente urbano (Battisti et al., 2018), embora tenham pouca participação percentual na geração de energia global. Segundo Tummala et al. (2016), pequenas turbinas eólicas podem ser classificadas de acordo com seu eixo de rotação em: turbinas eólicas de eixo vertical (*vertical axis wind turbine, HAWTSs*) e turbinas eólicas de eixo horizontal (*horizontal axis wind turbines, HAWTs*).

Devido à orientação de seu eixo, VAWTs não precisam ser direcionadas para o vento tornando-as vantajosas em sítios eólicos que possuem grande variação de direção. Segundo Tummala et al. (2016), VAWTs são menos eficientes que HAWTs devido ao arrasto adicional produzido quando as pás rotacionam. Há, no entanto, diversos estudos que focam no melhoramento de desempenho deste tipo de turbina, a exemplo do ajuste do ângulo de *pitch* (MC. LAREN et al., 2012), controle ativo de *pitch* (MIAU et al., 2012) ou uso de geometrias variáveis (WHITEHOUSE et al., 2014 e PRINCE et al., 2020).

Apesar de usualmente possuírem eficiências maiores que VAWTs, HAWTs sem difusores (Figura 5-a) têm seu coeficiente de potência é limitado a $16/27$ (aproximadamente 59,3%). Esse limite é demonstrável através da teoria clássica do momento (HANSEN, 2008). Burton et al. (2001) mostraram que, para turbinas modernas de três pás, esse valor fica normalmente abaixo de 50%.

Para pequenas HAWTs, um *pitch* constante é normalmente aplicado, uma vez que o controle de *pitch* dificilmente se justifica economicamente. As pequenas turbinas eólicas geralmente têm rotação fixa, devido ao uso de geradores síncronos de menor custo. Desse modo, esse tipo de turbina opera em vários valores de TSR, comumente operando longe de seu cenário de melhor desempenho. Para superar esse tipo de deficiência e aumentar a eficiência de conversão de energia, diversas formas de melhoramento de desempenho têm sido estudadas para pequenas HAWTs.

MacPhee e Beyene (2019) analisaram experimentalmente o desempenho de pequenas turbinas equipadas com pás flexíveis como forma de melhorar a eficiência em diferentes relações de velocidade de ponta e os resultados apontam para um aumento de 34,5% no coeficiente de potência. Sharifi e Nobari (2013) estudaram o efeito da distribuição do ângulo de passo em uma HAWT de velocidade fixa do rotor (NREL Fase II) por meio de uma abordagem de momento do elemento da pá (BEM)

e foram encontrados aumentos na energia elétrica de até 58%.

Dentre pequenas HAWTs, a NREL Phase VI é uma das mais estudadas e debatidas, possuindo dados experimentais sólidos e tendo sido analisado em diversos aspectos como mostrado em Tadamas e Zangeneh (2011), Cho e Kim (2014), Lee et al. (2017), Hu et al. (2018), Menegozzo et al. (2018) e Maizi et al. (2018).

Sudhamshu et al. (2016) estudaram o efeito do ângulo de inclinação da NREL Phase VI por meio de fluidodinâmica computacional (CFD), analisando o comportamento aerodinâmico para três velocidades de vento diferentes e concluem que velocidades de vento diferentes levam a melhores ângulos de inclinação diferentes. Ansari et al. (2019) analisaram o efeito da variação do ângulo de passo da ponta da lâmina em uma turbina NREL Fase VI por meio de dinâmica de fluidos computacional (CFD) e descobriram que a presença da ponta da pá aumenta a potência de saída para ângulos e velocidades de passo específicos. Rocha et al. (2018) testaram experimentalmente uma turbina usando um perfil aerodinâmico S809 (igual ao NREL Fase VI) para cinco diferentes ângulos de inclinação, monitorando sua conversão de potência e comprovando a interdependência entre potência e ângulo de inclinação.



(a)



(b)

Figura 5: (a) Turbina eólica de eixo horizontal sem difusor (HAWT) e (b) Turbinas eólicas de eixo horizontal com difusor (DAWT). (Fonte: BURTON et al., 2011 (a) e HOOPEN (2009) (b)).

O uso de um difusor encapsulando a turbina (Figura 5-b) pode, segundo Dick (1984), Hansen et al. (2000), Vaz et al. (2014), Letizia e Zanforlin (2016) e Natesan et al. (2017), permitir que o limite de Betz seja ultrapassado. Vaz et al. (2014) e Hansen et al. (2000) mostraram ainda que o coeficiente máximo possível de ser obtido depende da geometria do difusor utilizado. Esquemáticamente, o escoamento em torno de uma turbina DAWT (especificamente envolta por um difusor flangeado) é dado pela Figura 6.

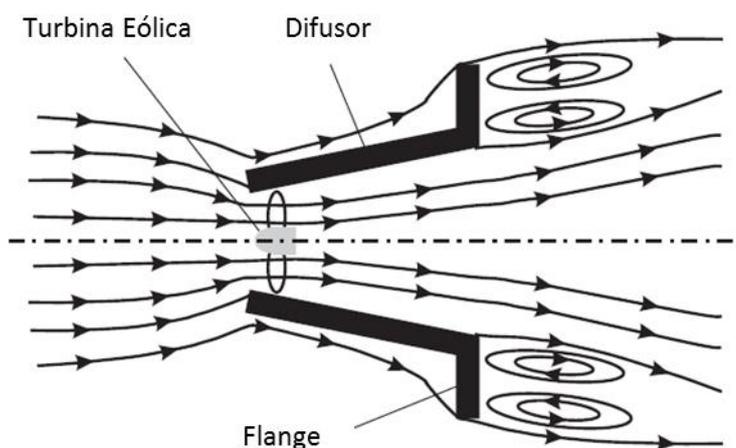


Figura 6: Representação esquemática do escoamento através de um difusor flangeado. (Fonte: Adaptado de Abe e Ohya, 2004).

Igra (1981) analisou experimentalmente o impacto do número de pás num rotor de uma DAWT. Badawy e Aly (2000) demonstraram teoricamente a performance de uma DAWT a partir de uma análise unidimensional. Abe e Ohya (2004) e El-Zahabi et al. (2017) investigaram o escoamento ao redor de difusores flangeados para aplicação a turbinas eólicas através de CFD. Matsushima et al. (2006) verificaram experimentalmente e através de simulações em CFD características de uma pequena DAWT. Liu e Yoshida (2015) propuseram uma extensão da teoria do disco atualizador generalizado, inicialmente proposto por Jamieson (2008), para turbinas envoltas por difusores. Hashem et al. (2017) analisaram através de metodologia computacional o comportamento aero-acústico de DAWTs. Goltenbott et al. (2017) analisaram a interação aerodinâmica entre duas ou três DAWTs colocadas lado a lado.

É relevante notar que resultados de El-Zahabi et al. (2017), Abe e Ohya (2004) e Mansour e Meskinkhoda (2014) indicaram, como ilustrado na Figura 7, que o rotor,

ao ser instalado internamente a um difusor, estará sujeito a uma perfil de velocidades variável em função do raio (distância até o centro do rotor).

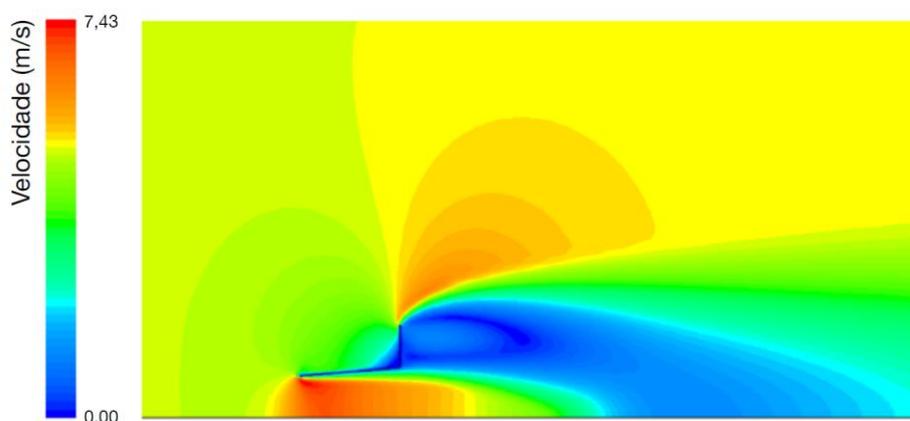


Figura 7: Perfil de velocidades para escoamento ao redor de um difusor flangeado. (Fonte: Adaptado de Mansour e Meskinkhoda, 2014).

Apesar de extensa literatura tratar do efeito de difusores encapsulando turbinas eólicas, pouca trata da otimização do rotor especificamente para essa situação.

Lu et al. (2012) analisaram cinco diferentes tipos de domos para turbinas que captam energia maremotriz. A proposição das geometrias dos domos é baseada em estudo para turbinas eólicas aumentadas por difusores (DAWT, *Diffuser Augmented Wind Turbines*). A análise das diferentes geometrias foi feita através do estudo bidimensional do escoamento ao redor do domo com o uso do software ANSYS Fluent desconsiderando a presença da turbina. Concluiu-se do trabalho que diferentes geometrias afetam as velocidades de formas diferentes e que configurações com melhores acelerações podem ser de difícil manufatura.

Letizia e Zanforlin (2016) propuseram uma modelagem híbrida utilizando CFD e o modelo de anel atuador para a análise de uma turbina eólica de eixo horizontal (*Horizontal Axis Wind Turbine*, HAWT) com difusor. Os resultados do modelo proposto demonstraram boa concordância com resultados de uma abordagem empregando exclusivamente CFD exceto para condições de *stall* muito intenso nas pás da turbina. A velocidade de processamento do modelo proposto permitiu a otimização do difusor através de uma análise *One-Factor-At-Time*. O difusor ótimo permite o aumento do

coeficiente de potência em quase quatro vezes.

Wang et al. (2008a) propuseram um modelo de estudo de turbina eólicas com “scoop” conforme exibido na Figura 8. O modelo proposto foi baseado numa análise em CFD e validado através de resultados experimentais em túnel de vento. Discrepâncias entre resultados numéricos e experimentais foram menores que 5%, comprovando o modelo como válido. Nove diferentes geometrias de “scoops” foram analisadas e o design ótimo foi considerado o que promove o maior aumento na velocidade da linha central. Foi verificado que o “scoop” ótimo aumenta em 2,25 vezes a energia mecânica disponível à turbina eólica. Concluiu-se também que pequenas alterações nas condições operacionais de uma turbina podem alterar sensivelmente sua performance, justificando a necessidade do projeto de pás específicas.

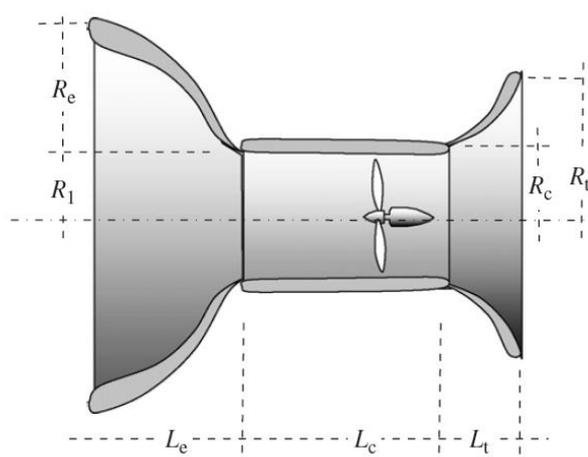


Figura 8: Modelo de DAWT com “scoop”. (Fonte: Adaptado de Wang et al., 2008)

Wang et al. (2008b), a partir de resultados de análises de diferentes “scoops” em trabalhos anteriores, analisaram o impacto de diferentes rotores na conversão de energia. Um algoritmo que utiliza a teoria do Momento do Elemento de Pá (BEM, *Blade Element Momentum*) que não considera o efeito da presença do encapsulamento foi utilizado para determinar o formato da pá, considerando um escoamento uniforme no interior do “scoop” e uma distribuição de corda em função do raio advinda de literatura. Foram simuladas através de software comercial de CFD nove tipos de geometrias de conjunto hub-nacele.

Vaz e Wood (2016) apresentaram uma metodologia analítica para otimização de torção e corda de rotores de DAWTs, baseado num método BEM desenvolvido por

Vaz et al. (2014). A metodologia apresentada, que exige pouco esforço computacional e utilizou a condição de razão de aceleração do difusor constante ao longo de todo o rotor. Também foi considerada constante para a otimização a razão entre a velocidade de rotação na ponta da pá e a velocidade do vento (*Tip Speed Ratio, TSR*). Os resultados alcançados indicaram aumento de 35% na potência gerada. A Figura 9 exibe a corda e a torção em função da distância radial ao hub da geometria original e da geometria otimizada.

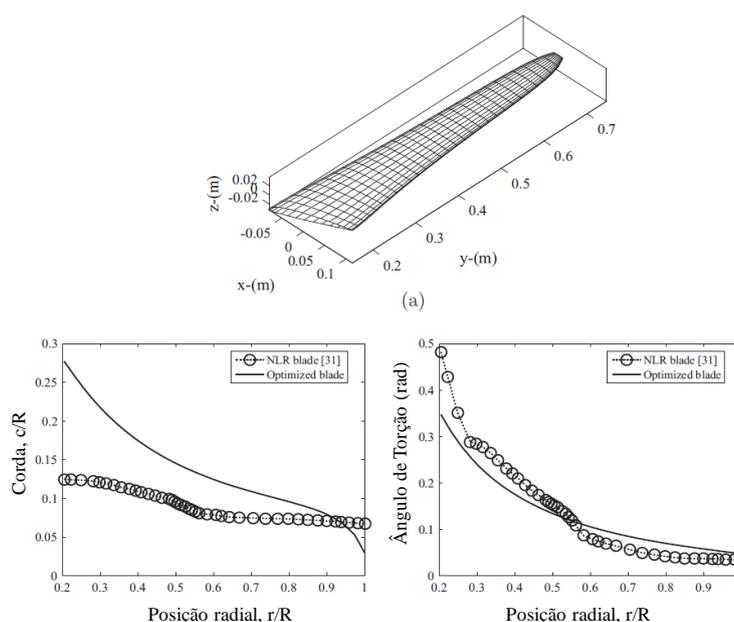


Figura 9: Resultados de otimização realizada por Vaz e Wood (2016) (Fonte: Adaptado de Vaz e Wood, 2016).

Sorribes-Palmer et al. (2017) utilizaram uma abordagem com correlações extraídas de uma análise unidimensional para otimizar o desempenho de uma DAWT. A turbina foi modelada como uma perda de pressão localizada na mínima seção do difusor. Perdas de pressão no difusor e na turbina foram então relacionadas com extrações de potência mecânica. O modelo unidimensional utilizado foi comparado com dados experimentais de Foreman e Gilbert (1979) mostrando significativa congruência. Quatro diferentes modelos de difusores (um deles proposto por Abe et al., 2005) foram analisados através de fluidodinâmica computacional com o uso de *softwares* comerciais. Coeficientes de perda de pressão foram extraídos das simulações e alimentaram o modelo unidimensional, prevendo assim o

comportamento de turbinas. Houve semelhante desempenho em extração de energia útil entre o difusor proposto por Abe et al. (2005) e o proposto por Sorribes-Palmer et al. (2016) de melhor desempenho, tendo o segundo a geração de uma menor esteira turbulenta, tornando-o mais habilitado a aplicações em usinas eólicas. Não foram estudadas características geométricas da turbina para permitirem perda de pressão ótima e, assim, atingir o desempenho esperado.

Desta forma, poucos trabalhos exploraram a otimização de DAWTS de eixo horizontal (Letizia e Zanforlin, 2016, Wang et al., 2008a, Wang et al., 2008b, Vaz e Wood, 2016 e Sorribes-Palmer et al., 2017). Destes, a grande maioria focou em otimização do difusor que envolve a turbina, não otimizando o equipamento rotativo para essa aplicação.

Vaz e Wood (2016) otimizaram as pás da turbina considerando uma única TSR e uma velocidade uniforme no interior do difusor. Essas condições distanciam a otimização realizada da realidade por não contemplar variações de velocidade em função do raio (característica demonstrada por diversos trabalhos, entre eles o próprio Vaz e Wood, 2016) e, principalmente para turbinas eólicas de pequeno porte, por não contemplar as variações de TSR as quais a operação de uma turbina de velocidade constante é submetida. O presente trabalho visa suprir essas lacunas metodológicas existentes em literatura e demonstrar a relevância da consideração desses efeitos.

1.2. Objetivos

O objetivo geral deste trabalho é estudar, através da aplicação da teoria BEM e de Evolução Diferencial, o impacto das características de vento no projeto aerodinâmico ótimo da pá de uma DAWT de pequeno porte considerando não uniformidades de fluxo. Para tal, os seguintes objetivos específicos são considerados:

- Implementar algoritmos BEM para turbinas com e sem difusores;
- Validar algoritmos implementado através de comparação com dados experimentais presentes em literatura;
- Implementar método de Evolução Diferencial para otimização de turbinas DAWTs e HAWTs;
- Avaliar a dependência da geometria ótima de pás de DAWTs e HAWTs

com diferentes de ventos (caracterizado por distribuição de Weibull).

- Avaliar dependência da geometria ótima da pá de DAWTs com a geometria do difusor;
- Comparar características ótimas entre DAWTs e HAWTs.

2. Aerodinâmica de Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal

2.1. Componentes de Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal

Existente a mais de mil anos (HEMAMI, 2012), turbinas eólicas de eixo horizontal convergiram durante seu desenvolvimento para modelos que usualmente apresentam os componentes listados Figura 10.

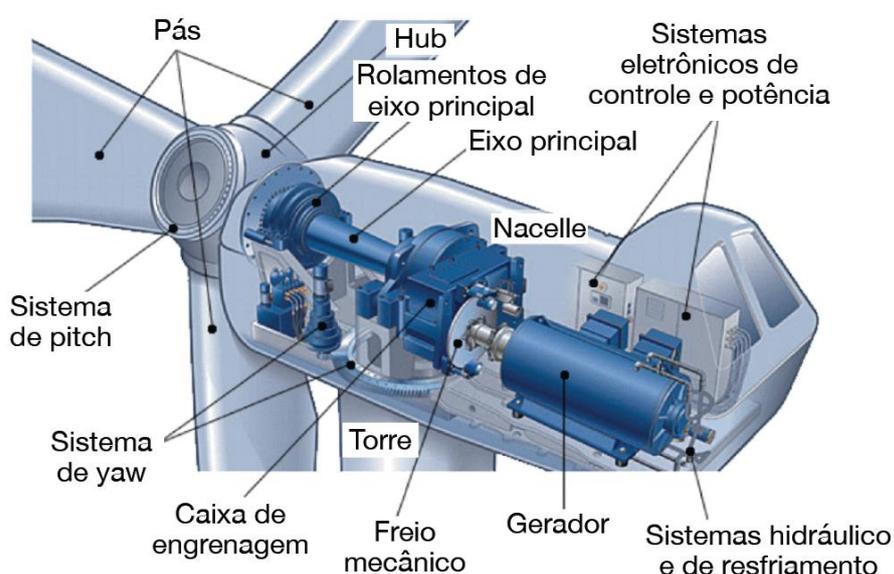


Figura 10: Componentes básicos de uma turbina de eixo horizontal.

Entre os principais elementos de uma turbina eólica de eixo horizontal (HAWT, Horizontal Axis Wind Turbine) figuram:

- **Torre**: suporta os outros constituintes e os mantém a uma especificada distância do solo. A torre deve, então, ser resistente o suficiente para não quebrar ou deformar excessivamente diante do peso dos componentes e das forças aerodinâmicas resultantes da operação da turbina;
- **Fundação**: responsável por transmitir ao solo as cargas estruturais

existentes na torre de forma a manter a turbina de pé. Normalmente é constituída por concreto com massa suficiente para estabilizar a turbina;

- Nacele: compartimento localizado acima da torre responsável por abrigar diversos outros componentes essenciais ao funcionamento da turbina (eixos de transmissão, caixa de ampliação, gerador elétrico, freios, etc...);
- Pás: componentes aerodinâmicos responsáveis por extrair energia cinética do vento e converte-la em energia mecânica de rotação. São normalmente compostas de um ou mais perfis aerodinâmicos exceto com exceção de sua base, próximo à conexão com o hub, onde a relevância estrutural é normalmente maior do que a relevância aerodinâmica e, por isso, nesta região utiliza-se formas estruturalmente mais eficientes.

2.2. Teoria do Momento Linear para uma Turbina Eólica Ideal

Para esta análise a turbina eólica é considerada um disco permeável ideal: não há fricção e não há componentes rotacionais na esteira. O disco funciona então como um dispositivo de arrasto, freando o vento de uma velocidade V_0 para uma velocidade u no rotor e para uma velocidade u_1 na esteira posterior ao rotor. Logo antes do rotor há um acréscimo de pressão a partir da pressão atmosférica p_0 para uma pressão p e há uma repentina queda de pressão Δp sobre o rotor. Lentamente, após o rotor, a pressão volta a aumentar para o valor de pressão atmosférica p_0 . Os comportamentos de velocidade e pressão estão exibidos na Figura 11.

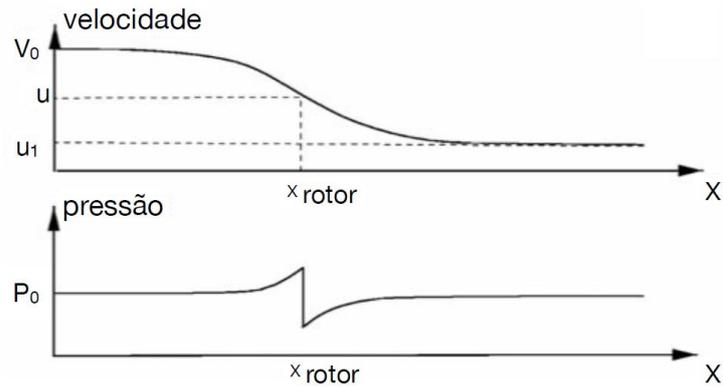


Figura 11: Velocidades axiais e pressões a jusante e a montante do rotor
(Fonte: Adaptado de Hansen, 2008).

Uma vez que a velocidade a jusante do rotor decresce, as linhas de correntes divergem, como exibido na Figura 12.

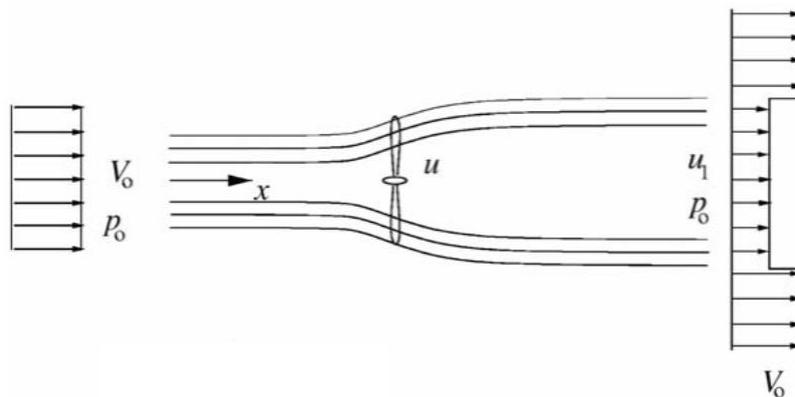


Figura 12: Linhas de corrente à jusante e à montante do disco atuador.
(Fonte: Adaptado de Hansen, 2008).

Considera-se também para esta análise unidimensional a incompressibilidade do ar, válida para números de Mach abaixo de 0,3 (ANDERSON, 2011 e KUNDU et al., 2012).

A aplicação das equações de conservação de energia (no formato de equação de Bernoulli), conservação de momento linear (em sua forma integral) e conservação de massa permitem, de acordo com Hansen (2008) a derivação de três relevantes relações:

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

$$C_P = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho V_0^3 A} = 4a(1 - a)^2 \quad (2)$$

$$C_T = \frac{T}{\frac{1}{2}\rho V_0^2 A} = 4a(1 - a) \quad (3)$$

Onde C_P é o coeficiente de potência, C_T o coeficiente de impulso (*thrust*), P é a potência, T é o impulso (*thrust*), A é a área do rotor e a é o coeficiente de indução axial, definido por:

$$u = (1 - a)V_0 \quad (4)$$

Através das equações (1) e (4) é possível concluir que:

$$u = \frac{1}{2}(V_0 + u_1) \quad (5)$$

É possível, através de diferenciação da equação (2), determinar que o coeficiente de potência máximo é $C_{P,max} = 16/27$ e ocorre quando $a = 1/3$. Esse limite teórico máximo para o desempenho de uma turbina eólica é conhecido como Limite de Betz.

De forma semelhante conclui-se que o coeficiente de impulso atinge seu valor máximo $C_T = 1$ quando $a = 1/2$.

Vale a pena notar que, a partir da equação (1), $a > 0,5$ implica em velocidade nula ou mesmo negativa na esteira. Nestas condições, segundo Burton et al. (2001) a teoria do momento não mais é aplicável e correções empíricas precisam ser aplicadas uma vez que na realidade a esteira se torna turbulenta e, dessa forma, há entrada de ar de fora da esteira, re-energizando o ar que a baixa velocidade que atravessou o rotor. A Figura 13 exhibe qualitativamente esse mecanismo.

Turbinas eólicas normalmente operam, segundo Spera (2009) no estado de “moinho de vento” indicado na Figura 13, com coeficientes de indução axial entre 0 e 0,5. Para valores negativos de coeficiente de indução, o dispositivo opera como um propulsor ($C_T < 0$), adicionando energia à esteira (este é o denominado “estado de

propulsor”.

Para coeficiente de indução axial igual à unidade, o rotor se comporta tal qual um disco sólido. Nessa situação tem-se a separação do escoamento na lateral do disco levando ao regime indicado como “anel de vórtice”, com baixa pressão à jusante do rotor.

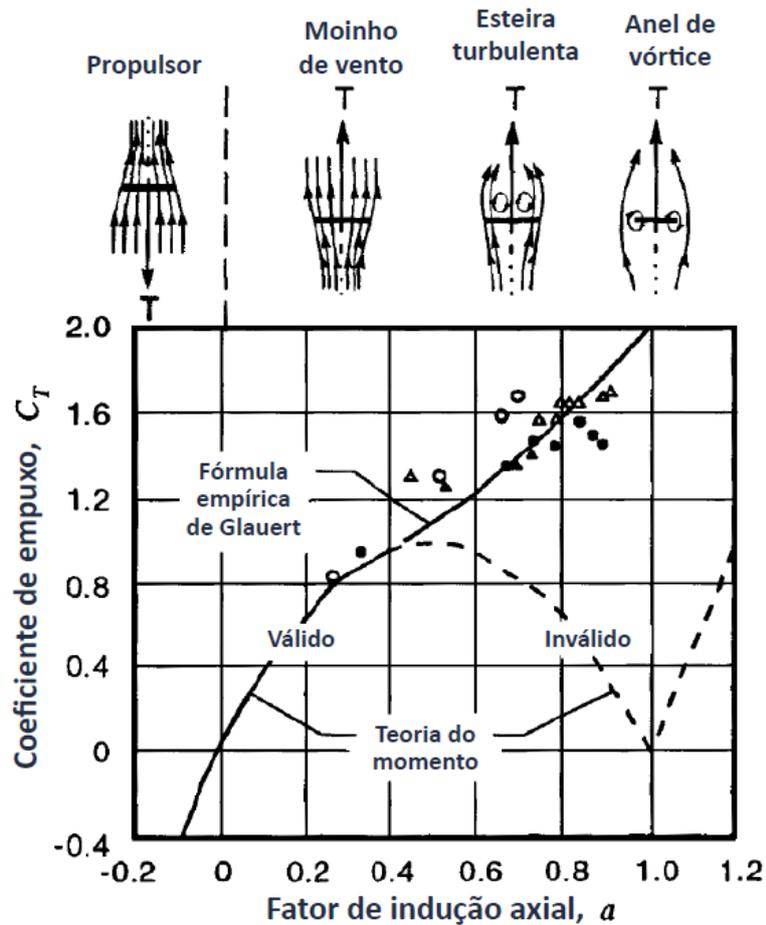


Figura 13: Relação entre fator de indução axial, estado de escoamento e coeficiente de impulso (Adaptado de Spera, 2009).

A correção de Glauert é frequentemente utilizada para adequação do coeficiente de impulso a altos valores de coeficientes de indução axial e é exibida na equação (6):

$$C_T = \begin{cases} 4a(1-a) & \text{se } a \leq 1/3 \\ 4a \left(1 - \frac{1}{4}(5-3a)a\right) & \text{se } a > 1/3 \end{cases} \quad (6)$$

Uma outra possibilidade de correção de correção para altos valores de a , como sugerido por Burton et al. (2001) é uma reta tangente à curva da teoria do momento num ponto com $a = a_c$, onde a_c é o valor crítico de fator de indução axial a partir do qual a teoria do momento não seria mais válida. Essa abordagem resulta na equação (7) e, de acordo com Masters et al. (2010) é atribuída a Spera.

$$C_T = \begin{cases} 4a(1 - a) & \text{se } a \leq a_c \\ 4(a_c^2 + (1 - 2a_c)a) & \text{se } a > a_c \end{cases} \quad (7)$$

Esta correlação, como indicado por Burton (2001) e Masters et al. (2010) é mais facilmente ajustável a dados experimentais através de diferentes valores de a_c . Em literatura há divergência sobre valores mais adequados para este parâmetro. Hansen (2008) indica um valor de aproximadamente 0,2; Spera (2009) indica que a_c deve ser maior ou igual a 1/3; Burton (2001) indica valores entre 0,29 e 0,37.

A Figura 14 compara dados experimentais à correlação atribuída a Spera para diferentes valores de a_c . Tal qual discutido por Masters et al. (2010), o valor de $a_c = 0,2$ parece baixo e pode levar uma majoração dos valores de C_T .

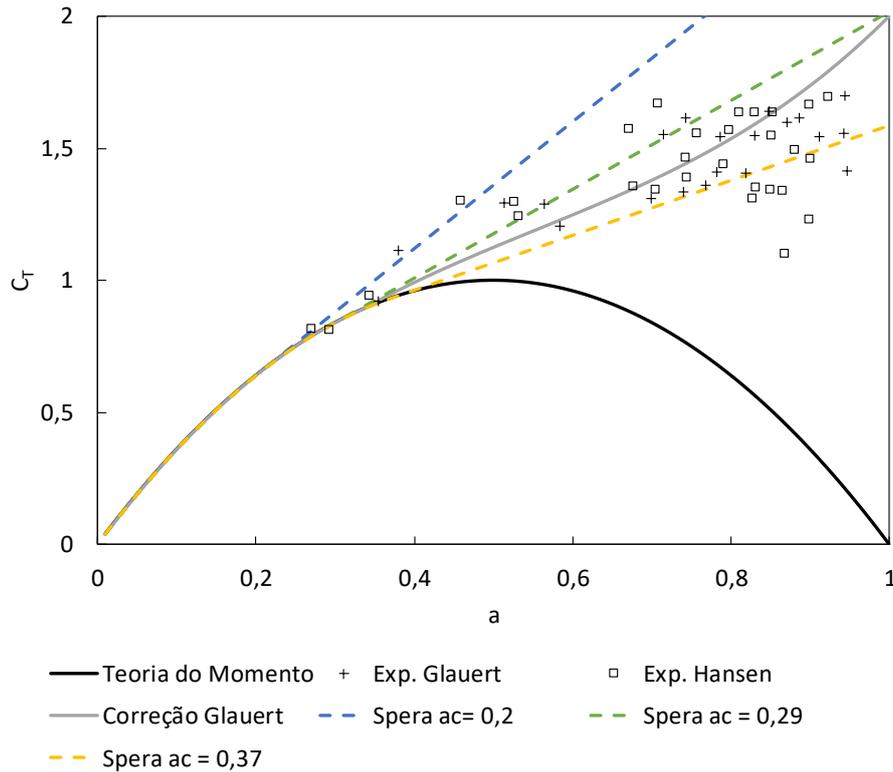


Figura 14: Comparação entre dados experimentais de diferentes autores a ajuste de coeficiente de impulso com abordagem de Spera para diferentes valores de a_c .

2.3. Teoria do Momento Angular para uma Turbina Eólica Ideal

A imposição de um torque no rotor pelo ar que o atravessa requer que um torque de igual intensidade, mas de direção oposta seja imposta no ar, fazendo com que o fluido, na esteira a jusante da turbina, rotacione em direção oposta ao do rotor. Essa componente tangencial de velocidade significa um aumento de energia cinética na esteira, que, segundo Burton et al. (2001), é compensada por uma diminuição da pressão (além da já tratada no tópico 2.2).

A montante do rotor, o ar não possui velocidade tangencial alguma. A jusante do rotor, a velocidade tangencial C_θ é expressa em termos do fator de indução tangencial, a' , definido através da equação (8).

$$C_\theta = 2a'\omega r \quad (8)$$

onde r é a distância radial ao eixo de rotação e ω é a rotação do rotor.

No centro da espessura do disco, a velocidade tangencial induzida é $\omega r a'$, uma vez que um incremento abrupto de velocidade angular não pode ocorrer na prática, conforme ilustrado na Figura 15.

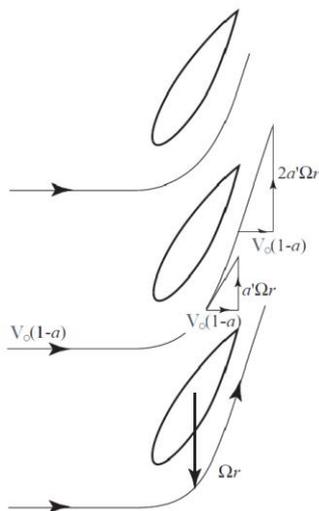


Figura 15: Incremento gradual de velocidade tangencial. (Fonte: Burton et al, 2001).

Através da conservação do momento linear e angular aplicada ao volume de controle exibido na Figura 16 encontra-se:

$$dP = 2\pi r^2 \rho u \omega C_\theta dr \quad (9)$$

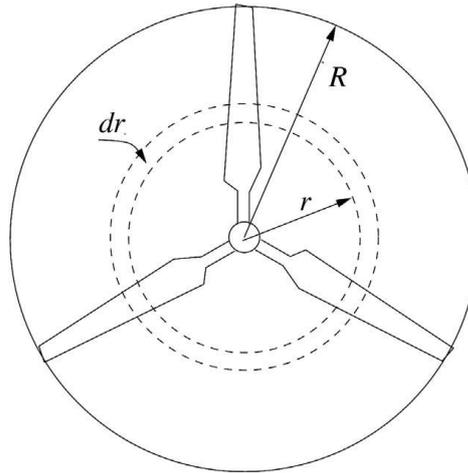


Figura 16: Volume de controle para aplicação de conservação de momento angular. (Fonte: Adaptado de Burton et al., 2001)

Integrando a equação (9) de 0 a R e utilizando a definição de fator de indução radial (equação (8)) é possível, conforme exposto em Hansen (2008) derivar a uma formulação para a potência desenvolvida e coeficiente de potência:

$$P = 4\pi\rho\omega^2V_0 \int_0^R a'(1-a)r^3 dr \quad (10)$$

$$C_P = \frac{8}{\lambda} \int_0^\lambda a'(1-a)x^3 dx \quad (11)$$

onde $\lambda = \omega R/V_0$ e $x = \omega r/V_0$.

O valor máximo do Coeficiente de potência contabilizando os efeitos da esteira rotacional resultam da maximização da Equação (11). Burton et al.(2001) demonstrou que o máximo valor possível é ainda 16/27 (Limite de Betz).

Ainda através da conservação de momento linear e angular, segundo Hansen (2008) é possível obter as relações (12) e (13), úteis para cálculo de empuxo (T) e momento (M) na turbina.

$$dT = 4\pi r \rho V_0^2 a(1-a) dr \quad (12)$$

$$dM = 4\pi r^3 \rho V_0 \omega (1-a) a' dr \quad (13)$$

2.4. Teoria do Elemento de Pá

É assumido para essa análise que as forças aerodinâmicas num elemento da pá (como exibido na Figura 17) podem ser calculadas a partir de características bidimensionais do perfil aerodinâmico utilizado. É frequente, no entanto, o uso de correlações empíricas para contabilizar efeitos tridimensionais de escoamento (como proposto por Lanzafame e Messina, 2012). O ângulo de ataque (α) é determinado a partir da velocidade incidente resultante, como exibido na Figura 18.

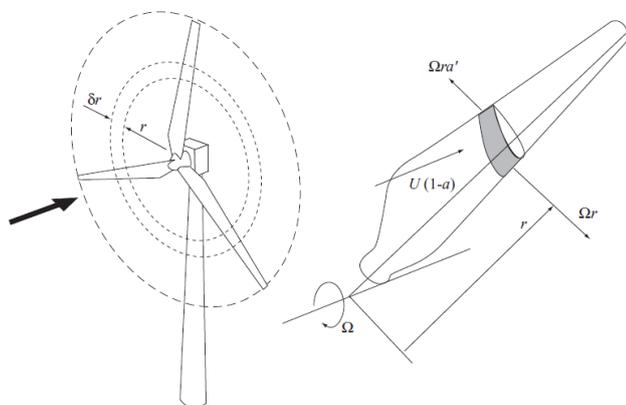


Figura 17: Elemento de pá considerado para análise aerodinâmica. (Fonte: Adaptado de Burton et al., 2001)

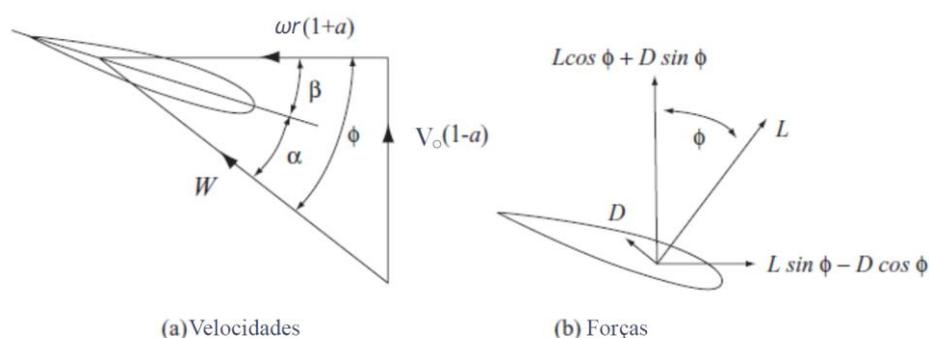


Figura 18: Diagramas de velocidades e forças num elemento de pá. (Fonte: Adaptado de Burton et al., 2001)

A velocidade relativa resultante entre o vento e a pá, considerando os fatores de indução axial e radial é então dada por:

$$V_{rel} = \sqrt{V_0^2(1-a)^2 + \omega^2 r^2(1+a')^2} \quad (14)$$

Essa velocidade relativa atua num ângulo ϕ em relação ao plano de rotação da turbina determinado por:

$$\tan \phi = \frac{(1-a)V_0}{(1+a')\omega r} \quad (15)$$

O ângulo de ataque é então determinado por

$$\alpha = \phi - \theta \quad (16)$$

onde θ é o ângulo de *pitch* local, no raio r , uma combinação do ângulo de *pitch* (θ_p) e da torção da pá (β).

$$\theta = \theta_p + \beta \quad (17)$$

As forças nas direções normal e tangencial ao plano de rotação, como exibidas na Figura 18, são então dadas por:

$$p_N = L \cos \phi + D \sin \phi \quad (18)$$

$$p_T = L \sin \phi - D \cos \phi \quad (19)$$

onde L e D são as forças de sustentação e arrasto por comprimento no perfil aerodinâmico, determinadas por:

$$L = \frac{1}{2} \rho V_{rel}^2 c C_l \quad (20)$$

$$D = \frac{1}{2} \rho V_{rel}^2 c C_d \quad (21)$$

onde C_l e C_d , respectivamente, são os coeficientes de sustentação e arrasto para o perfil aerodinâmico para o ângulo de ataque α .

É possível adimensionalizar as forças nas direções normal e tangencial ao plano de rotação (p_N e p_T).

$$C_n = C_l \cos \phi + C_d \sin \phi \quad (22)$$

$$C_t = C_l \sin \phi - C_d \cos \phi \quad (23)$$

onde:

$$C_n = \frac{p_N}{\frac{1}{2} \rho V_{rel}^2 c} \quad (24)$$

$$C_t = \frac{p_T}{\frac{1}{2} \rho V_{rel}^2 c} \quad (25)$$

Através da Figura 18, é possível estabelecer dois equacionamentos para V_{rel} :

$$V_{rel} \sin \phi = V_0(1 - a) \quad (26)$$

$$V_{rel} \cos \phi = \omega r(1 + a') \quad (27)$$

Uma vez que p_N e p_T são forças por comprimento, para uma volume de controle de espessura dr (Figura 17), as forças normal e o torque são dados por:

$$dT = B p_N dr \quad (28)$$

$$dM = r B p_T dr \quad (29)$$

onde B é o número de pás da turbina.

Enfim, combinando as equações (24), (26) e (28), obtém-se:

$$dT = \frac{1}{2} \rho B \frac{V_o^2 (1-a)^2}{\sin^2 \phi} c C_n dr \quad (30)$$

Através das equações (25), (27) e (29) obtém-se:

$$dM = \frac{1}{2} \rho B \frac{V_o (1-a) \omega r (1+a')}{\sin \phi \cos \phi} c C_t r dr \quad (31)$$

2.5. Método *Blade Element-Momentum* (BEM)

Os balanços de momento (linear e angular) permitem a derivação de equações para contribuição de empuxo (*thrust*) e momento num elemento de espessura dr de uma turbina aqui reescritas.

$$dT = 4\pi r \rho V_o^2 a(1-a) dr \quad (32)$$

$$dM = 4\pi r^3 \rho V_o \omega (1-a) a' dr \quad (33)$$

O balanço de forças num elemento da pá de espessura dr também permite o cálculo dessas contribuições, mais uma vez aqui explicitadas.

$$dT = \frac{1}{2} \rho B \frac{V_o^2 (1-a)^2}{\sin^2 \phi} c C_n dr \quad (34)$$

$$dM = \frac{1}{2} \rho B \frac{V_o (1-a) \omega r (1+a')}{\sin \phi \cos \phi} c C_t r dr \quad (35)$$

Em ambas análises, as contribuições de empuxo e momento dependem dos coeficientes de indução axial e radial (a e a') e do ângulo ϕ definido por:

$$\tan \phi = \frac{(1-a)V_o}{(1+a')\omega r} \quad (36)$$

Igualando a equação (32) à (34) e a (33) à (35), obtém-se:

$$a = \frac{1}{\frac{4 \sin^2 \phi}{\sigma C_n} + 1} \quad (37)$$

$$a' = \frac{1}{\frac{4 \sin \phi \cos \phi}{\sigma C_t} - 1} \quad (38)$$

onde σ é a solidez local do segmento dr da pá, definida pela equação (39), e representa o percentual da circunferência de raio r ocupada por pás.

$$\sigma = \frac{c(r)B}{2\pi r} \quad (39)$$

C_n e C_t , uma vez que a torção e o *pitch* das pás são conhecidos, são funções somente de ϕ (equações (22) e (23)), mas que depende de como os coeficientes de arrasto e sustentação variam com o ângulo de ataque α (informação usualmente presente em formas de tabelas).

O método BEM consiste então na divisão do rotor em n volumes de controle de comprimento dr e para cada um deles um sistema formado pelas equações (36), (37) e (38) é resolvido, encontrando-se ϕ , a e a' para cada segmento. Os resultados são então integrados (com r variando de 0 a R), possibilitando encontrar o empuxo, a potência e o torque no rotor.

O fator de perda de ponta de pá de Prandtl corrige a diferença do sistema de vórtices na esteira turbulenta de uma turbina devido ao rotor ter um número finito de pás (HANSEN, 2008; BURTON et al., 2001). Essa correção se dá pela inserção de um fator multiplicativo F nas equações (32) e (33), resultando em

$$dT = 4\pi r \rho V_0^2 a(1-a)Fdr \quad (40)$$

$$dM = 4\pi r^3 \rho V_0 \omega(1-a)Fa'dr \quad (41)$$

onde F é dado por:

$$F = \frac{2}{\pi} \text{acos}(e^{-f}) \quad (42)$$

$$f = \frac{B(R-r)}{2r \sin \phi} \quad (43)$$

Essa correção modifica as equações a serem utilizadas no BEM conforme descrito nas equações (44) e (45).

$$a = \frac{1}{\frac{4F \sin^2 \phi}{\sigma C_n} + 1} \quad (44)$$

$$a' = \frac{1}{\frac{4F \sin \phi \cos \phi}{\sigma C_t} - 1} \quad (45)$$

Como exposto em El khchine e Sriti (2017), Buhl derivou uma correção que inclui tanto efeitos da ponta de pá quanto efeitos da presença do hub. Essa correção é também inserida como um fator multiplicativo F e é exposto nas equações (46) a (48).

$$F = F_{tip} F_{hub} \quad (46)$$

$$F_{tip} = \frac{2}{\pi} \text{acos} \left[e^{-\left(\frac{B(R-r)}{2r \sin \phi}\right)} \right] \quad (47)$$

$$F_{hub} = \frac{2}{\pi} \text{acos} \left[e^{-\left(\frac{B(r-r_{hub})}{2r \sin \phi}\right)} \right] \quad (48)$$

Conforme discutido na seção 2.2, para valores altos de fator de indução axial, é necessário aplicar uma correção empírica para correlacionar a e C_T . Com a aplicação do fator de perda de ponta de pá (ou ainda a correção por ponta de pá e hub) resultam, de acordo com Hansen (2001) nas equações (49) e (50) respectivamente.

$$C_T = \begin{cases} 4a(1-a)F & \text{se } a \leq 1/3 \\ 4a \left(1 - \frac{a}{4}(5-3a) \right) F & \text{se } a > 1/3 \end{cases} \quad (49)$$

$$C_T = \begin{cases} 4a(1-a)F & \text{se } a \leq a_c \\ 4(a_c^2 + (1-2a_c)a)F & \text{se } a > a_c \end{cases} \quad (50)$$

Para um volume de controle anular, C_T , por definição, é dado por:

$$C_T = \frac{dT}{\frac{1}{2}\rho V_0^2 2\pi dr} \quad (51)$$

Onde dT é o impulso no elemento anular. Utilizando a equação (32) para dT temos que:

$$C_T = (1-a)^2 \frac{\sigma C_n}{\text{sen}^2 \phi} \quad (52)$$

Através das equações (50) e (52) é possível concluir que:

$$a = \begin{cases} \frac{1}{1+K}; & a \leq a_c \\ \frac{1}{2} \left\{ 2 + K(1-2a_c) - \sqrt{[K(1-2a_c)+2]^2 + 4(Ka_c^2-1)} \right\} & a \geq a_c \end{cases} \quad (53)$$

$$\frac{a'}{1-a'} = \frac{\sigma C_t}{4F \sin \phi \cos \phi} \quad (54)$$

Onde K é calculado de acordo com a equação (55).

$$K = \frac{4F \sin^2 \phi}{\sigma C_n} \quad (55)$$

2.6. Turbinas Envoltas por Difusores (*Diffuser Augmented Wind Turbines, DAWT*)

A incorporação de um difusor numa turbina eólica de eixo horizontal impacta na aerodinâmica do equipamento. O difusor é um artefato cujo objetivo é aumentar a vazão mássica através do rotor através de uma queda de pressão a jusante,

aumentando assim a velocidade do ar que atingirá a turbina. Define-se então a velocidade razão de aceleração do difusor γ como sendo a razão da velocidade máxima atingida interna ao difusor (na ausência de turbina) V_1^* pela velocidade do ar na ausência de difusor V_0 (equação (56)). A Figura 19 exhibe um típico perfil de velocidade na linha de centro de um difusor.

$$\gamma = \frac{V_1^*}{V_0} \quad (56)$$

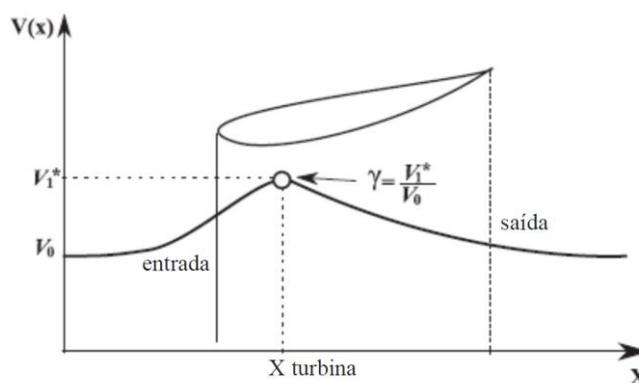


Figura 19: Perfil de velocidade na linha de centro de um difusor (na ausência de turbina) (Fonte: Adaptado de Vaz et al, 2014).

A inserção de uma turbina ao difusor modifica a fluidodinâmica interna ao difusor. A Figura 20 exhibe esquematicamente esse escoamento. A velocidade V_1 (posição 1) na posição de inserção da turbina interna ao difusor. A velocidade V_2 é a velocidade logo após a turbina e V_3 é a velocidade na saída do difusor. V_4 é a velocidade num ponto distante, à jusante do difusor.

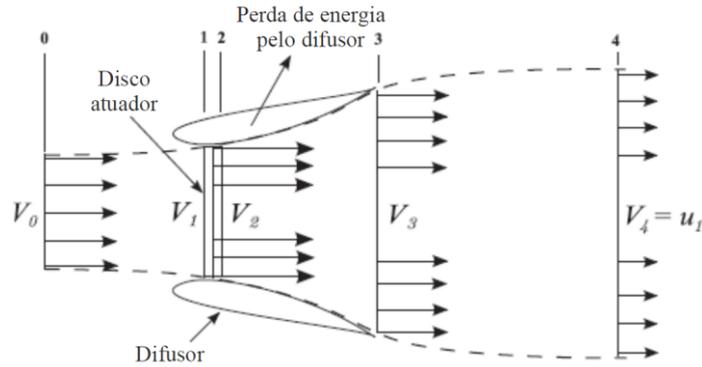


Figura 20: Esquema simplificado de velocidades em DAWT. (Fonte: Adaptado de Vaz et al., 2018).

Segundo a teoria clássica unidimensional, o coeficiente de potência de uma DAWT é, segundo Philips (2003) dado pela equação (57).

$$C_p^d = \epsilon \left[1 - \left(\frac{V_4}{V_0} \right)^2 - (1 - \eta_d)(1 - \beta^2)\epsilon^2 \right] \quad (57)$$

onde a razão de aceleração ϵ , a razão de áreas β e a eficiência do difusor η_d são dadas por:

$$\epsilon = \frac{V_1}{V_0} \quad (58)$$

$$\beta = \frac{A_T}{A_3} \quad (59)$$

$$\eta_d = \frac{p_3 - p_2}{\frac{1}{2}\rho(V_2^2 - V_3^2)} \quad (60)$$

onde A_T é a área varrida pelas pás da turbina. Vale notar que o denominador da equação (60) contabiliza a perda de pressão dinâmica entre o ponto 3 e o ponto 2. Segundo a equação de Bernoulli, ou essa perda é devido ao aumento de pressão estática (numerador da equação (60)) ou ela é devida a perdas no difusor.

Vaz (2014) adotou a premissa de que as mesmas condições de saída de uma turbina não envolta se aplica ao ponto 4 do esquema exibido na Figura 20. Assim,

segundo Vaz (2014)

$$V_4 = (1 - 2a^*)V_0 \quad (61)$$

onde a^* é o fator de indução axial contabilizando o efeito da presença do difusor. Assim, a razão de aceleração do difusor (γ) e a razão de aceleração na presença da turbina podem ser relacionados pela equação (62).

$$\epsilon = \frac{V_1}{V_0} = \gamma(1 - a^*) \quad (62)$$

Através do balanço de energia, conforme exposto em Vaz (2014), é possível correlacionar V_4 e V_0 através da equação (63)

$$\left(\frac{V_4}{V_0}\right) = \beta^2 \epsilon^2 + cp_3 \quad (63)$$

onde o coeficiente de pressão no ponto 3, cp_3 , é definido por:

$$cp_3 = \frac{p_3 - p_0}{\frac{1}{2}\rho V_0^2} \quad (64)$$

É, enfim, possível derivar então uma formulação para C_p^d independente de ϵ , V_4 ou V_1 , exposta na equação (65).

$$C_p^d = \gamma(1 - a^*)^2 [4a^* + \gamma(1 - a^*)(1 - \beta^2)(\eta_a - 1)] \quad (65)$$

Caso a eficiência do difusor seja 100%, a equação (65) é reduzida a

$$C_p^d = \gamma 4a^*(1 - a^*)^2 \quad (66)$$

Na ausência de difusor ($\gamma = 1$), a equação (66) é reduzida à equação (2). Uma otimização por diferenciação da equação (66) resulta em (67), indicando que o coeficiente de potência máximo para uma turbina envolta por difusor é superior ao limite de Betz e depende da geometria do difusor utilizado.

$$C_{p_{max}}^d = \gamma \frac{16}{27} \quad (67)$$

2.6.1. Efeitos no método BEM

Vaz (2014) e Silva (2018) estudaram o efeito do difusor no método BEM sem e com a contabilização de sua ineficiência, respectivamente. Com o difusor, os diagramas de velocidades e forças (Figura 18) são atualizados de acordo com a Figura 21.

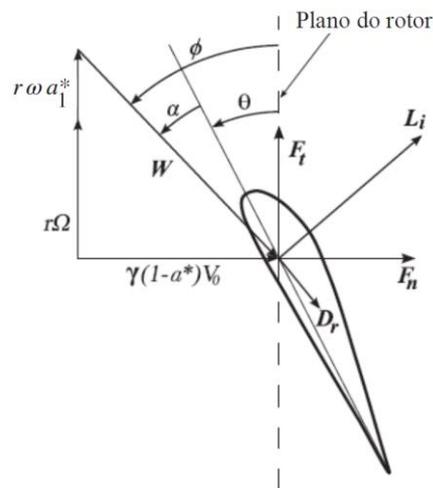


Figura 21: Diagramas de velocidade e força numa seção de uma pá de uma DAWT. (Fonte: Adaptado de Vaz et al., 2014).

Através de decomposição das velocidades exibidas na Figura 21, tem-se a relação descrita pela equação (68).

$$\tan \phi = \frac{\gamma(1-a^*)V_0}{(1+a_1^*)\omega r} \quad (68)$$

Pouca variação há na direção radial, onde o coeficiente de indução radial passa a considerar os efeitos da presença de difusor (a^{*r}). Assim, a partir da equação (54):

$$\frac{a_1^*}{1 - a_1^*} = \frac{\sigma C_t}{4 F \text{sen } \phi \cos \phi} \quad (69)$$

Para o fator de indução direção axial a eficiência, Silva (2018) deriva as seguintes equações:

$$C_T = \gamma^2 (1 - a)^2 \frac{\sigma C_n}{\text{sen}^2 \phi} \quad (70)$$

$$\frac{a^*}{1 - a^*} = \frac{\gamma^2}{4} \left[\frac{\sigma C_n}{\text{sen}^2 \phi} + (1 - \eta_d)(1 - \beta^2) \right] \quad (71)$$

Caso se considere $\eta_d = 1$, a equação (71) reduz-se ao caso tratado em Vaz (2014), onde:

$$\frac{a^*}{1 - a^*} = \frac{\gamma^2 \sigma C_n}{4 \text{sen}^2 \phi} \quad (72)$$

Tanto Silva (2018) quanto Vaz (2014) consideraram a correção de Prandtl igualmente. Para altos valores do coeficiente de indução axial, Vaz (2014) considerou uma extensão à correção de Spera considerando eficiência do difusor de 100% resultando nas equações (73) e (74) e utilizou $a_c = 0,2$.

$$a^* = \begin{cases} \frac{1}{1 + K}; & a^* \leq a_c \\ \frac{1}{2} \left\{ 2 + K(1 - 2a_c) - \sqrt{[K(1 - 2a_c) + 2]^2 + 4(Ka_c^2 - 1)} \right\} & a^* \geq a_c \end{cases} \quad (73)$$

$$K = \frac{4F \text{sen}^2 \phi}{\gamma^2 \sigma C_n} \quad (74)$$

Silva et al. (2018) propõe uma nova correção dada por:

$$C_T = \begin{cases} [4a^*(1 - a^*) - \epsilon^2(1 - \eta_d)(1 - \beta^2)]F & \text{se } a^* \leq 1/3 \\ \left\{ 4a^* \left[1 - \frac{a^*}{4}(5 - 3a) \right] - \epsilon^2(1 - \eta_d)(1 - \beta^2) \right\} F & \text{se } a^* > 1/3 \end{cases} \quad (75)$$

Através de manipulação algébrica das correlações derivadas para *DAWTs*, é possível chegar às equações (76) e (77).

$$a = \begin{cases} \frac{K_S}{1 + K_S}; & a \leq \frac{1}{3} \\ 3a^3 - (5 + 4K_S)a^2 + (4 + 8K_S)a - 4K_S = 0 & a > \frac{1}{3} \end{cases} \quad (76)$$

$$K_S = \frac{\gamma^2}{4} \left[\frac{\sigma C_t}{\text{sen}^2 \phi} + (1 - \eta_d)(1 - \beta^2) \right] \quad (77)$$

A Figura 22 ilustra a comparação entre as correções utilizadas por Silva (2018) e Vaz (2014) para $\eta_d = 0,8$, $\beta = 0,9$ e $\epsilon = 1,3$ (valores ilustrativos para exemplificar diferenças entre formulações).

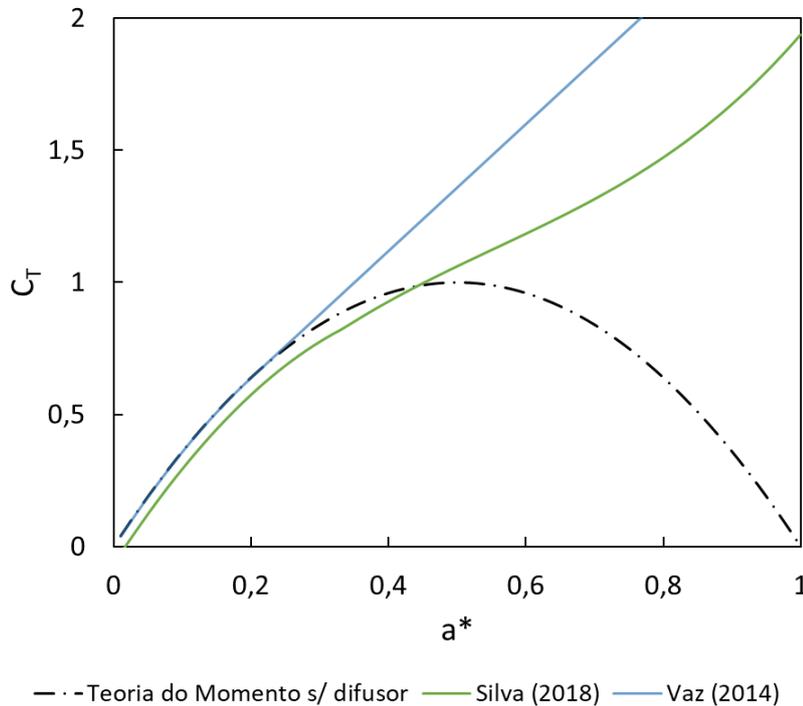


Figura 22: Comparação entre correções utilizadas por Vaz (2014) e Silva (2018).

Para baixos valores de a^* , as duas formulações diferem devido à consideração do efeito de ineficiências nos difusores (presente em somente uma das correlações).

Para valores altos de α^* , a abordagem apresentada por Silva (2018) se aproxima da correlação proposta por Glauert. Em específico, para o caso de $\eta_d = 1$ a correção proposta por Silva (2018) é idêntica à correção de Glauert. Dessa forma, para valores altos de α^* , as duas abordagens diferem mais significativamente, devido ao baixo valor de a_c utilizado por Vaz (2014).

As abordagens desenvolvidas por Silva (2018) e Vaz (2014) se comparam com dados experimentais, presentes em Hoopen (2009) segundo a Tabela 1.

Tabela 1: Comparação de resultados de Vaz (2014) e Santos (2018).

	Metodologia	Potência (W)	Torque (N.m)
Hoopen (2009)	Experimental	531	7,10
Vaz (2014)	BEM sem considerar eficiência de difusor	526	6,10
Silva (2018)	BEM considerando eficiência de difusor	533	7,12

Segundo Hoopen (2009), a rotação durante o experimento que resultou nos dados presentes Tabela 1 foi de 75 rad/s. Uma vez que a potência é dada pelo produto do torque pela rotação, os resultados de Vaz (2014) indicam uma rotação de 86,23 rad/s (15% acima da rotação experimentada). Uma vez que num modelo BEM a rotação é um dado de entrada, o resultado de Vaz (2014) é questionável.

3. Evolução Diferencial

Em diversos ramos do conhecimento, e especialmente em engenharias, a busca por situações ótimas estão presentes. De acordo com El-Ghazali Talbi (2009) um problema de otimização é definido por uma dupla (S, f) onde S representa um conjunto de soluções possíveis e $f : S \rightarrow \mathbb{R}$ é a função objetivo a ser otimizada. A função f objetivo determina para cada solução $s \in S$ um número real indicando seu valor. O principal objetivo da otimização é então encontrar uma solução ótima global s^* definida por ter uma melhor função objetivo do que todas as outras soluções no espaço de busca, i. e (para um problema de minimização):

$$\forall s \in S, f(s^*) \leq f(s) \quad (78)$$

Segundo Storn e Price (1995) são demandas comuns a métodos de otimização:

- (1) Habilidade de lidar com funções objetivo não diferenciáveis, não lineares e multimodais;
- (2) Paralelização para lidar com funções objetivo computacionalmente custosas;
- (3) Facilidade de uso, i.e., poucas variáveis de controle para ajustar a otimização;
- (4) Boas propriedades de convergência, i.e., convergência consistente ao mínimo global em tentativas consecutivas independentes.

Para atender a essas demandas, diferentes métodos de otimização foram propostos e muitos têm sido aplicados à otimização aerodinâmica de turbinas eólica. Chehour et al. (2015), através da análise de 351 publicações, identifica algoritmo genético (GA, *Genetic Algorithm*) como uma abordagem promissora à otimização de turbinas eólicas por poder tratar variáveis de design discretas e contínuas e devido à baixa sensibilidade às configurações iniciais do processo de otimização.

De acordo com Skinner e Zare-Behtash (2018), otimização por algoritmo genético pode ser, em sua forma mais básica, resumido como:

Passo 1: Gerar indivíduos para formar a população inicial;

Passo 2: Avaliar a aptidão (fitness) de cada indivíduo na população para o ambiente dado;

Passo 3: Selecionar os indivíduos a fazerem parte das operações genéticas;

Passo 4: Aplicar operações genéticas (recombinação e mutação) que simulam a reprodução para definir uma nova população;

Passo 5: Iterar sobre os passos 2-4 através de múltiplas gerações até que algum critério de convergência seja atingido.

GA é classificado como um algoritmo evolutivo, classe que, segundo Eiben e Smith (2015), busca inspiração do processo de evolução natural e o relaciona com o processo de solução de problemas. De acordo com essa analogia, um determinado ambiente é preenchido com uma população de indivíduos que se esforça pela sobrevivência e reprodução. A aptidão desses indivíduos é determinada pelo meio ambiente e relaciona-se a quão bem eles conseguem alcançar seus objetivos.

Há, segundo Eiben e Smith (2015) duas características básicas que formam a base de um algoritmo evolutivo:

- Operadores de variação (recombinação e mutação) criam a diversidade necessária dentro da população, facilitando a existência de indivíduos inovadores;
- Seleção age como uma força aumentando a qualidade média das soluções da população.

A aplicação combinada da variação e da seleção frequentemente leva ao aumento da função objetivo em populações consecutivas.

Um exemplo ilustrativo do poder dos algoritmos evolutivos é o design de um suporte para antena parabólica para o corpo de um satélite, estudado por Keane e Brown (1996). Neste tipo de aplicação a resistência a vibração é extremamente relevante, uma vez que não há ar para amortecer as excitações. Através de um algoritmo evolutivo, uma estrutura otimizada chega a ser 20 000% melhor do que formatos tradicionais. A Figura 23 exibe as estruturas inicial e otimizada para o citado problema. A estrutura otimizada parece ser um desenho randômico e, de acordo com Eiben e Smith (2015), de fato o é. O design final é fruto de uma série de evoluções consecutivas, direcionadas apenas por qualidade e por isso traz soluções externas ao escopo de designs concebidos por pensamento humano.

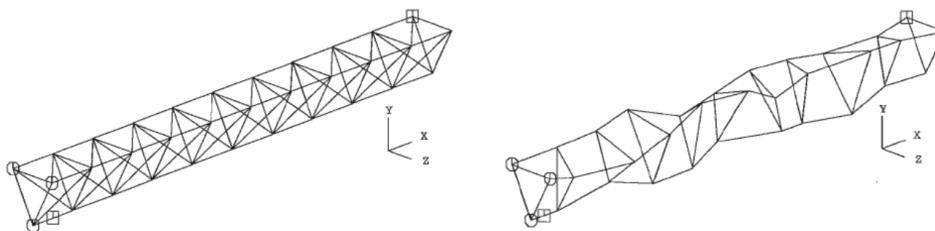


Figura 23: Design inicial e otimizado por algoritmo evolutivo.(Fonte: Keane e Brown, 1996).

Bersini (1996) reporta os resultados da primeira competição internacional em otimização evolutiva, competição na qual Evolução Diferencial (DE), algoritmo evolutivo proposto por Storn e Price (1995), entre os participantes, se provou o algoritmo evolutivo mais rápido (STORN e PRICE, 1997). Como exibido por Bilal (2020), Evolução Diferencial (ou de variantes do algoritmo canônico) continuou com destaque nas competições da *International Conference on Evolutive Algorithms* (CEC) de 2005 a 2018, sempre figurando entre os três algoritmos mais bem ranqueados (com exceção de 2013, onde foi o quarto). Dentre os resultados reportados por Bilal (2020), DE foi a mais bem ranqueada por seis vezes.

Em sua revisão bibliográfica, Chehouri et al. (2015) identificaram um único trabalho (Clifton-Smith e Wood, 2007) que utiliza evolução diferencial para otimização de performance de turbinas eólicas. Clifton-Smith e Wood (2007) utilizaram DE para otimizar a potência gerada e o tempo de partida de pequenas turbinas eólicas de eixo horizontal. Utilizando um método BEM para avaliação do desempenho das turbinas, tempos de partida foram reduzidos em até 20 vezes enquanto coeficientes de potência aumentaram em até 10% com variações de distribuições de corda e torção.

Bilal et al. (2020) revisaram diversas variantes de evolução diferencial e diferentes aplicações dessas variantes em diferentes áreas do conhecimento. Ao total, são identificadas 20366 citações a evolução diferencial (conforme sugerido inicialmente por Storn e Price, 1995). Variações do algoritmo canônico têm também representativas citações e, destas, Evolução Diferencial Auto Adaptativa (Qin e Suganthan, 2005) é a mais citada, com 2410 citações. São identificadas aplicações em diversos ramos da engenharia, a exemplo de engenharias química, elétrica, mecânica e de energia. Somente um estudo com aplicação a energia eólica (Wang et

al., 2017) é encontrado, no entanto.

Wang et al. (2017) estudaram o uso de até quatro funções objetivo (conversão de energia anual, massa da pá, empuxo crítico e custo) aplicando DE a otimização de turbinas de eixo horizontal. Para avaliação do desempenho de cada indivíduo é utilizado o algoritmo FAST (com descrição presente em Sprague et al., 2015), que é validado através de comparação com dados experimentais de operação da turbina NREL Phase VI. Wang et al. (2017) concluíram que evolução diferencial exhibe melhor convergência e eficiência que outros algoritmos evolutivos.

É possível identificar, além dos já citados, poucas publicações que relacionam DE e otimização de turbinas eólicas. Carrigan et al. (2011) e Roy et al. (2018) aplicaram DE a problemas de otimização relacionados a turbinas de eixo vertical (VAWT). Carrigan et al. (2011) otimizaram o perfil aerodinâmico utilizado numa turbina tipo darrieus, utilizando CFD para avaliação de desempenho de cada indivíduo. Roy et al. (2018) utilizaram uma abordagem reversa de otimização através de evolução diferencial para determinar parâmetros de uma turbina savonius que resultem em potência e torque desejados.

Neto et al. (2018) propõe um benchmark para problemas de otimização de turbinas eólicas com diferentes funções objetivo (energia anual produzida e massa do rotor) e avalia diferentes abordagens evolutivas. Dentre as avaliadas, DE apresentou menor tempo de processamento necessário.

3.1. O Algoritmo Canônico

O algoritmo canônico de evolução diferencial, proposto por Storn e Price (1995) é determinado por quatro passos básicos, frequentemente comuns a algoritmos evolutivos: inicialização, mutação, recombinação (ou *crossover*) e seleção. A Figura 24 exhibe esquematicamente o algoritmo de DE e cada etapa é detalhada a seguir (conforme posto por Das et al., 2016, e em concordância com a proposição inicial por Storn e Price, 1995).

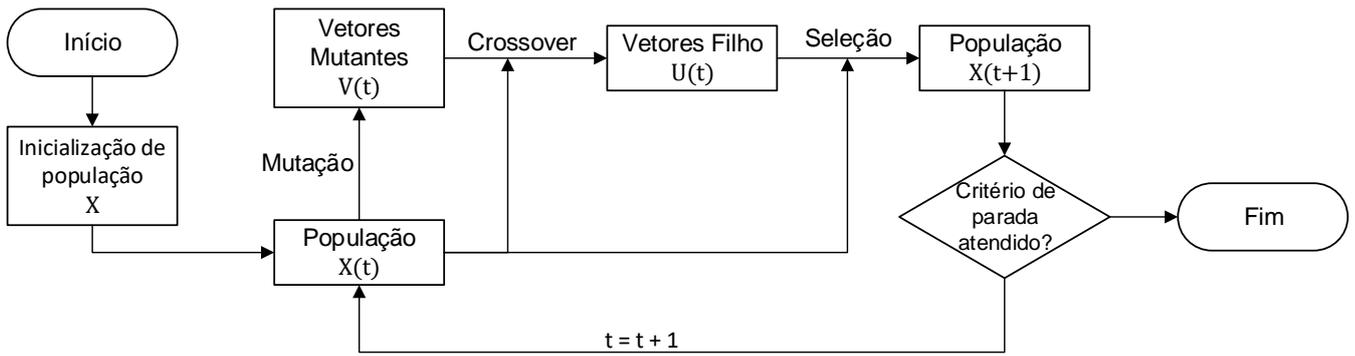


Figura 24: Algoritmo de Evolução Diferencial (DE).

3.1.1. Inicialização:

Evolução diferencial busca por ponto um ótimo global num espaço d -dimensional de decisão de variáveis reais $\Omega \subseteq \mathbb{R}^d$. Uma população de N_p vetores reais d -dimensionais é inicializada. Cada vetor, também conhecido como cromossomo, forma uma possível solução para o problema de otimização multidimensional. Devemos ainda denotar iterações subsequentes na DE por $t = 0, 1, \dots, t_{max}$. Uma vez que os vetores de parâmetros são passíveis de modificação durante diferentes iterações, adota-se a seguinte notação para representar o i -ésimo vetor da população em uma iteração t :

$$\mathbf{x}_i^{(t)} = (x_{i,1}^{(t)}, x_{i,2}^{(t)}, \dots, x_{i,d}^{(t)}) \quad (79)$$

Para cada uma das d variáveis de decisão deve haver um certo range dentro do qual seu valor deva estar restrito, geralmente devido a variáveis estarem relacionadas a componentes físicos ou medidas que tem limites naturais. A população inicial, em $t = 0$ deve cobrir esse range tanto quanto possível uniformizando randomicamente indivíduos dentro do espaço de busca restrito a limites inferiores e superiores: $\mathbf{x}_{min} = (x_{min,1}, x_{min,2}, \dots, x_{min,d})$ e $\mathbf{x}_{max} = (x_{max,1}, x_{max,2}, \dots, x_{max,d})$.

3.1.2. Mutaç o:

Ap s a inicializa o,   criado um vetor doador/mutante $\mathbf{v}_i^{(t)}$ para cada membro da popula o $\mathbf{x}_i^{(t)}$ a cada itera o t . A cria o do vetor $\mathbf{v}_i^{(t)}$ pode ser realizada sob diferentes estrat gias. As equa es (80) a (84) exibem as estrat gias mais frequentemente referenciadas (Das et al., 2016).

$$\text{"DE/rand/1"} \quad \mathbf{v}_i^{(t)} = \mathbf{x}_{R1_{i,t}}^{(t)} + F_{DE}(\mathbf{x}_{R2_{i,t}}^{(t)} - \mathbf{x}_{R3_{i,t}}^{(t)}) \quad (80)$$

$$\text{"DE/best/1"} \quad \mathbf{v}_i^{(t)} = \mathbf{x}_{best}^{(t)} + F_{DE}(\mathbf{x}_{R1_{i,t}}^{(t)} - \mathbf{x}_{R2_{i,t}}^{(t)}) \quad (81)$$

$$\begin{aligned} \text{"DE/current - to - best/1"} \quad \mathbf{v}_i^{(t)} = & \mathbf{x}_i^{(t)} + F_{DE}(\mathbf{x}_{best}^{(t)} - \mathbf{x}_i^{(t)}) \\ & + F_{DE}(\mathbf{x}_{R1_{i,t}}^{(t)} - \mathbf{x}_{R2_{i,t}}^{(t)}) \end{aligned} \quad (82)$$

$$\begin{aligned} \text{"DE/best/2"} \quad \mathbf{v}_i^{(t)} = & \mathbf{x}_{best}^{(t)} + F_{DE}(\mathbf{x}_{R1_{i,t}}^{(t)} - \mathbf{x}_{R2_{i,t}}^{(t)}) \\ & + F_{DE}(\mathbf{x}_{R3_{i,t}}^{(t)} - \mathbf{x}_{R4_{i,t}}^{(t)}) \end{aligned} \quad (83)$$

$$\begin{aligned} \text{"DE/rand/2"} \quad \mathbf{v}_i^{(t)} = & \mathbf{x}_{R1_{i,t}}^{(t)} + F_{DE}(\mathbf{x}_{R2_{i,t}}^{(t)} - \mathbf{x}_{R3_{i,t}}^{(t)}) \\ & + F_{DE}(\mathbf{x}_{R4_{i,t}}^{(t)} - \mathbf{x}_{R5_{i,t}}^{(t)}) \end{aligned} \quad (84)$$

onde $R1_{i,t}$, $R2_{i,t}$, $R3_{i,t}$, $R4_{i,t}$, $R5_{i,t}$ s o inteiros randomicamente gerados no intervalo $[1, Np]$. Para uma mesma gera o t_0 (com $t_0 \in [0, t_{max}]$), durante uma muta o do vetor i_0 (com $i_0 \in [1, Np]$), os inteiros rand micos $R1_{i_0,t_0}$, $R2_{i_0,t_0}$, $R3_{i_0,t_0}$, $R4_{i_0,t_0}$ e $R5_{i_0,t_0}$ s o diferentes entre si. $\mathbf{x}_{best}^{(t)}$   o vetor mais apto (menor fun o objetivo num caso de minimiza o ou maior valor, num caso de otimiza o). F_{DE}   um fator de escala positivo que controla o efeito do vetor (ou vetores) diferen a.

3.1.3. Crossover

Atrav s do crossover o vetor doador mistura seus componentes com o vetor alvo $\mathbf{x}_i^{(t)}$ para formar o vetor descendente $\mathbf{u}_i^{(t)} = (u_{i,1}^{(t)}, u_{i,2}^{(t)}, \dots, u_{i,d}^{(t)})$. A forma mais usual dessa combina o (chamada de binomial)   dada por:

$$u_{i,j}^{(t)} = \begin{cases} v_{i,j}^{(t)} & \text{se } j = K_i^{(t)} \text{ ou } \text{rand}[0, 1] \leq Cr, \\ x_{i,j}^{(t)} & \text{em outro caso,} \end{cases} \quad (85)$$

onde K é um número natural randômico em $\{1, 2, \dots, d\}$ e garante que $\mathbf{u}_i^{(t)}$ tenha ao menos um elemento de $\mathbf{v}_i^{(t)}$. $\text{rand}[0, 1]$ é um número real randômico em $[0, 1]$ avaliado uma vez para cada componente de cada vetor a cada geração. Cr é um parâmetro fixo denominado taxa de crossover.

3.1.4. Seleção

A seleção determina se o alvo (pais) ou vetores descendentes irão sobreviver para a próxima geração em $t = t + 1$. A operação de seleção é descrita por:

$$\mathbf{x}_i^{(t+1)} = \begin{cases} \mathbf{u}_i^{(t)} & \text{se } f(\mathbf{u}_i^{(t)}) \leq f(\mathbf{x}_i^{(t)}) \\ \mathbf{x}_i^{(t)} & \text{em outro caso} \end{cases} \quad (86)$$

4. Metodologia

4.1. Correção para valores altos de coeficiente de indução axial

Como exibido nas seções 2.2 e 2.6.1 (para turbinas sem e com difusores, respectivamente), para altos valores de coeficiente de indução axial (a') é necessário corrigir o modelo de momento linear através de uma correlação empírica para ser compatível com a esteira turbulenta à jusante da HAWT.

Para DAWTs, Vaz et al. (2014) propõe o uso de uma correlação entre a' e o coeficiente de impulso (C_T) normalmente utilizada pra turbinas eólicas sem difusores. Dessa forma, a correlação proposta não leva em consideração a perdas energéticas do difusor. O modelo proposto por Vaz et al. (2014) é validado exclusivamente para turbina com difusor (turbina estudada por Hoopen, 2009, para uma velocidade de vento e rotação somente). Os dados reportados por Vaz (2014) apresentam baixa discrepância em relação à potência produzida (inferior a 1%) mas com alta discrepância entre o torque produzido (14%), o que indica incoerência em relação à rotação simulada.

Silva (2018) propõe uma correção que contabiliza efeitos de perda energética dos difusores. Essa correção é validada também somente para turbina com difusor (turbina estudada por Hoopen, 2009, para uma velocidade de vento e rotação somente). A correção proposta por Santos (2018) não permite ajuste a dados experimentais tal qual a correção proposta por Spera (também discutida na seção 2.2, mas válida somente para HAWTs sem difusores).

O presente trabalho propõe uma correção para turbinas que possua um parâmetro de ajuste a dados experimentais, tal qual a correção de Spera. Para isso utiliza a mesma premissa daquela correção: uma reta tangente à curva da teoria do momento para valores de a' superiores a a_c . A fim de contabilizar os efeitos dos difusores, a curva da teoria do momento deve incorporar os efeitos da perda de energia (eficiência) dos difusores (tal qual feito em Silva, 2018).

A correlação proposta é então dada pela equação (87).

$$C_T = \begin{cases} [4a(1-a) - \epsilon^2(1-\eta_D)(1-\beta^2)]F & \text{se } a \leq a_c \\ 4F[a_c^2 + (1-2a_c)a] - [\epsilon^2(1-\eta_D)(1-\beta^2)]F & \text{se } a > a_c \end{cases} \quad (87)$$

É válido notar que a correção expressa pela equação (85) se reduz ao modelo de Spera (modelo para turbinas sem difusor) caso a eficiência do difusor η_D seja 100%.

A Figura 25 exhibe graficamente a comparação entre a correção por Santos (2018) e a correção proposta neste trabalho para vários valores de a_c . Desta forma o parâmetro a_c se comporta como um parâmetro de ajuste do modelo e deve ser determinado de forma a melhor se adequar a dados experimentais.

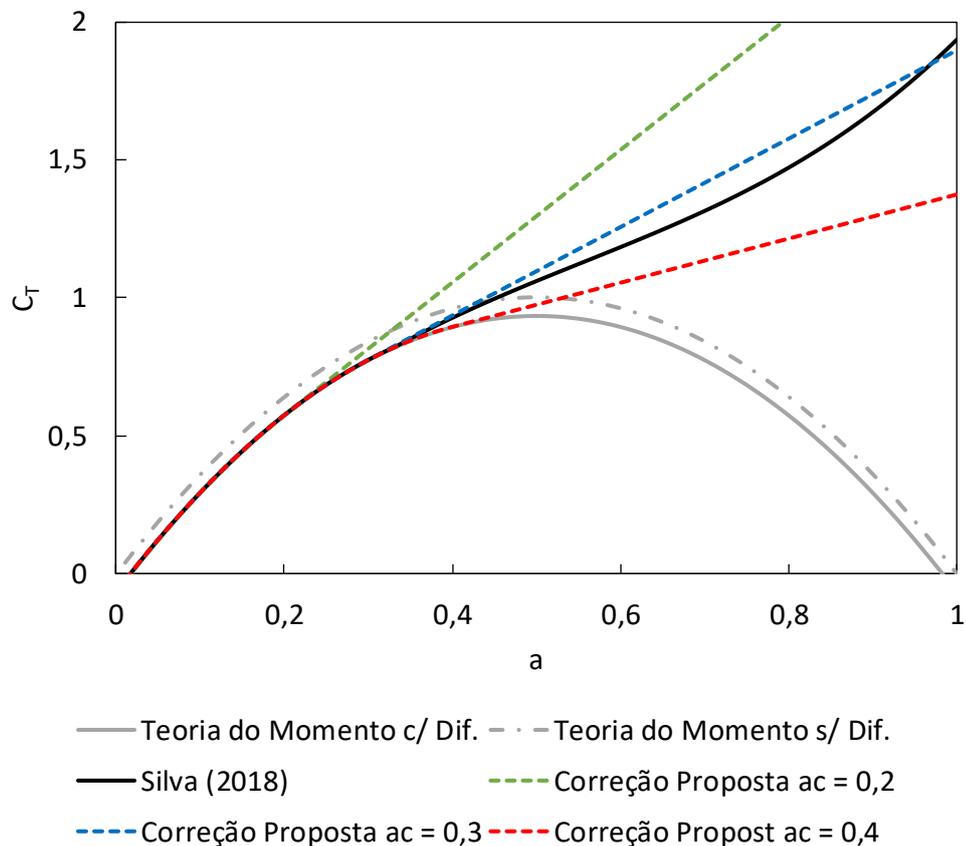


Figura 25: Comparação de correção proposta e correção de Silva (2018) para

$$\eta_D = 0,8, \epsilon = 1,3, \beta = 0,9 \text{ e } F = 1.$$

Com o uso da equação (70) é possível reescrever a equação (87) como:

$$a = \begin{cases} \frac{K_1}{K_1 + 1} & \text{se } a \leq a_c \\ \frac{1}{2} \left\{ 2 + K_2(1 - 2a_c) - \sqrt{[K_2(1 - 2a_c) + 2]^2 + 4 \left[K_2 \left(a_c^2 - \frac{E_D}{4} \right) - 1 \right]} \right\} & \text{se } a > a_c \end{cases} \quad (88)$$

onde:

$$K_1 = \frac{\gamma^2}{4} \left[\frac{\sigma C_n}{F \sin^2 \phi} + (1 - \eta_D)(1 - \beta^2) \right] \quad (89)$$

$$K_2 = \frac{4F \sin^2 \phi}{\gamma^2 \sigma C_n} \quad (90)$$

$$E_D = \epsilon^2 (1 - \eta_D)(1 - \beta^2) \quad (91)$$

4.2. Método *Blade Element Momentum*

A avaliação do desempenho de turbinas eólicas é usualmente realizada através de metodologia CFD (a exemplo de Jafari e Kosasih, 2014, Letizia e Zanforlin, 2016, Heikal et al., 2018, Lipian et al., 2020 e Prasad et al., 2020) ou através de um método BEM (a exemplo de Vaz et al., 2011, Bavanish e Thyagarajan, 2013, Rocchio et al., 2018, Yang et al, 2019 e Pinto e Gonçalves, 2020). Conforme presente em Silva (2018), avaliações através de BEM apresentam boa congruência com dados experimentais e permitem avaliações em tempo reduzido, quando comparado com CFD. O tempo de execução de uma avaliação é relevante uma vez que, durante um processo de otimização, diversas avaliações são realizadas. Esquemáticamente, o método BEM apresenta as entradas e saídas exibidas na exibidos na Figura 26.

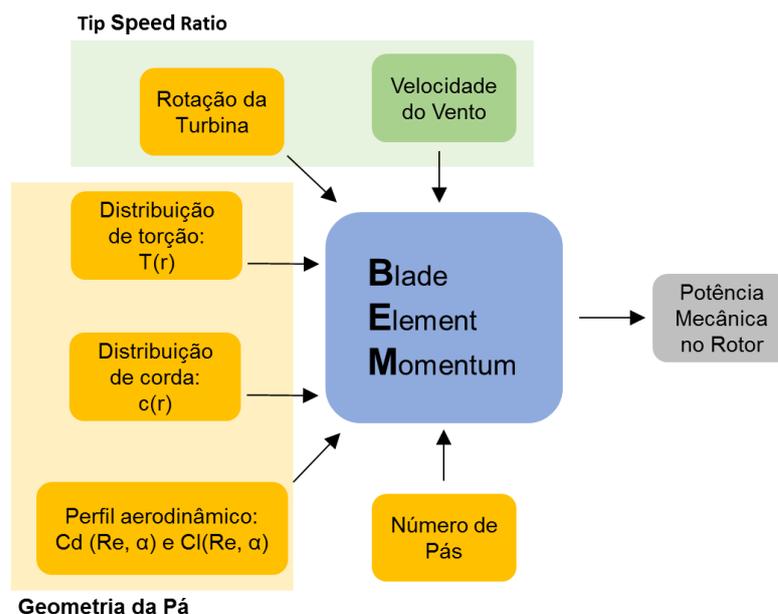


Figura 26: Entradas e Saídas do algoritmo BEM.

Como demonstrado por Sun et al. (2017) o uso do método de ponto fixo para resolver as equações do BEM é comum mas podem levar a problemas de convergência solucionáveis através de um fator de relaxação. Esse estudo aplica uma abordagem próxima ao método de solução sugerido por Hansen (2008) com a adição de um fator de relaxação ($f_{relaxação}$) para o cálculo do fator de indução axial. O uso de um fator de relaxação de 0,3 levou à convergência em todas as simulações realizadas. O modelo conceitual da abordagem utilizada é exibido no Algoritmo 1. O cálculo das forças radiais para cada seção segue a metodologia sugerida por Hansen (2008). O código implementado (em Python 3) é exibido no Apêndice A.

Algoritmo 1

para i **de** 1 **até** N_s :

inicialize a and a' (ambos inicializados em 0)

$error = TOL + 1$ (garante entrada no loop)

$iter = 0$

r = raio da i -ésima seção da pá

ler $c(r)$ e $\theta(r)$ da descrição da geometria da pá

enquanto $error > TOL$:

$iter = iter + 1$

compute o ângulo de fluxo através da eq. (15)

if $iter > iter_{min}$

$$error = |\phi_{iter} - \phi_{iter-1}| / |\phi_{iter}|$$

compute o ângulo de ataque, $\alpha = \phi - \theta$

leia $c_l(\alpha)$ e $c_d(\alpha)$ de dados experimentais

compute o valores do fator de indução não relaxado, $a_{n\tilde{a}o\ relaxado}$ através da Eq. (88)

compute fator de indução axial relaxado; $a_{iter} = a_{iter-1} + (a_{non\ relaxed} - a_{iter-1}) \cdot f_{relaxa\tilde{c}ao}$

computar a'_{iter} através da Eq. (54)

finaliza enquanto

finaliza para

Compute forças radiais em cada seção da pá

Para validação do modelo e verificação da implementação, a turbina NREL Phase VI (exibida na Figura 27) é simulada através do algoritmo para diversas TSR's e os resultados de coeficiente de potência são comparados com dados experimentais presentes em Lindenburg (2003). As características principais desta turbina estão exibidas na Tabela 2.

Coeficientes de sustentação e arrasto ($c_L(\alpha)$ e $c_D(\alpha)$, respectivamente) são ambos dependentes do ângulo de ataque (α) e extraídos de dados experimentais de Lindenburg (2001) para números de Reynolds de 1.106 e corrigidos para contabilizar escoamentos radiais conforme proposto por Lanzafame e Messina (2012).



Figura 27: Turbina NREL Phase VI (Fonte: Hand et al., 2001).

Tabela 2: Características principais da turbina NREL Phase VI.

Número de Pás (B)	2
Perfil Aerodinâmico	NREL S809
Raio (R)	5,029 m
Raio do Hub (Rhub)	0,508 m
Extensão da Raiz	1,258 m
Rotação	71,63 RPM
Ângulo de <i>Pitch</i> *	
(Po)	3 °
Potência Nominal	10 kW

*Medido na ponta da pá.

As dimensões da pá da NREL Phase VI e suas distribuições de corda e torção (de acordo com Hand et al., 2001) são exibidas na Figuras 30 e 31.

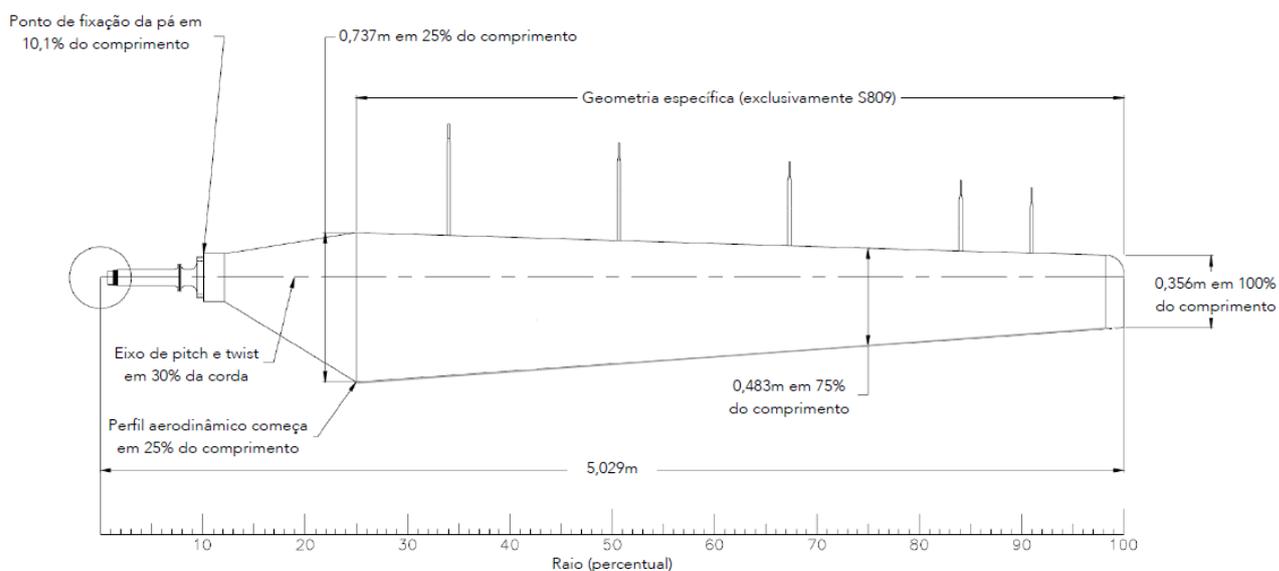


Figura 28: Dimensões da pá da turbina NREL Phase VI (Fonte: Adaptado de Hand et al., 2001).

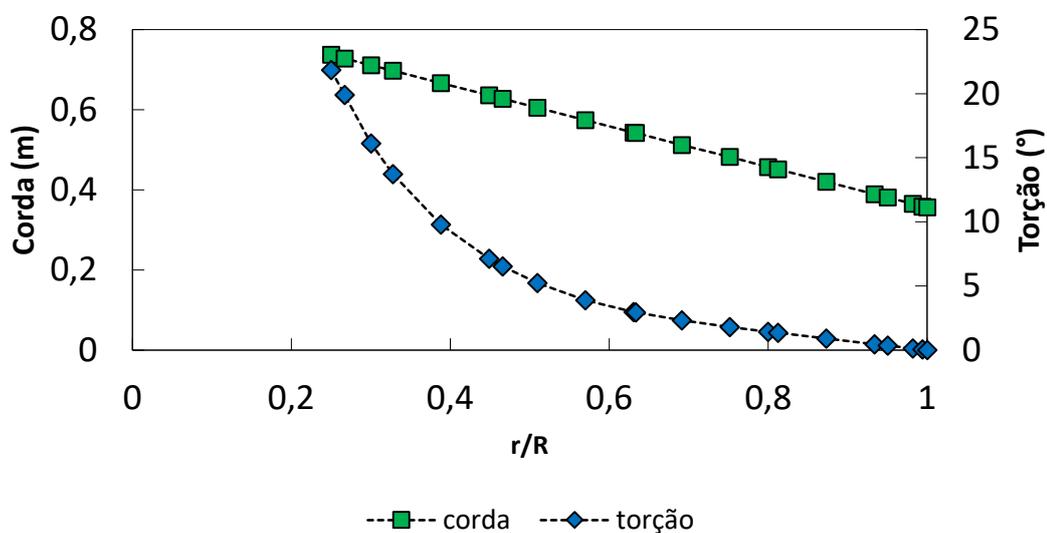


Figura 29: Distribuições de corda e torção para a turbina NREL Phase VI.

O Algoritmo 2 exibe, de forma conceitual, a implementação do método BEM para avaliação de turbinas com difusores.

Algoritmo 2

para i de 1 até N_s :

inicialize a and a' (ambos inicializados em 0)

$error = TOL + 1$ (garante entrada no loop)

$iter = 0$

r = raio da i -ésima seção da pá

ler $c(r)$ e $\theta(r)$ da descrição da geometria da pá

ler $\gamma(r)$ da descrição do perfil de velocidades do difusor

enquanto $error > TOL$:

$iter = iter + 1$

compute o ângulo de fluxo através da eq. (68)

if $iter > iter_{min}$

$$error = |\phi_{iter} - \phi_{iter-1}| / |\phi_{iter}|$$

compute o ângulo de ataque, $\alpha = \phi - \theta$

leia $c_l(\alpha)$ e $c_d(\alpha)$ de dados experimentais

compute o valores do fator de indução não relaxado, $a_{n\tilde{a}o\ relaxado}$ através da Eq. (88)

compute fator de indução axial relaxado; $a_{iter} = a_{iter-1} + (a_{non\ relaxed} - a_{iter-1}) \cdot f_{relaxa\tilde{c}ao}$

computar a'_{iter} através da Eq. (69)

finaliza enquanto

finaliza para

Compute forças radiais em cada seção da pá

Para a verificação e validação para casos com difusores, assim como Silva (2018), Vaz (2014) e Vaz (2018), são utilizados os dados experimentais extraídos de Hoopen (2009). A Tabela 3 exhibe os parâmetros principais da turbina experimentada por Hoopen (2009).

Tabela 3: Dados de turbina experimentada por Hoopen (2009).

Parâmetros	Valores
Diâmetro da Turbina	1,5 m
Diâmetro do Hub	0,3 m
Número de Pás	2
Aerofólio do difusor	NRL
Aerofólio da pá	NACA 2207
Potência com $V_0 = 10 \text{ m/s}$ e $\Omega = 75 \text{ rad/s}$	531 W

As distribuições de torção e corda ao longo do raio e os coeficientes de sustentação e arrasto para o perfil NACA 2207 são exibidos na Figura 30. A Figura 31 exibe o perfil de razão de aceleração do difusor experimentado por Hoopen (2009).

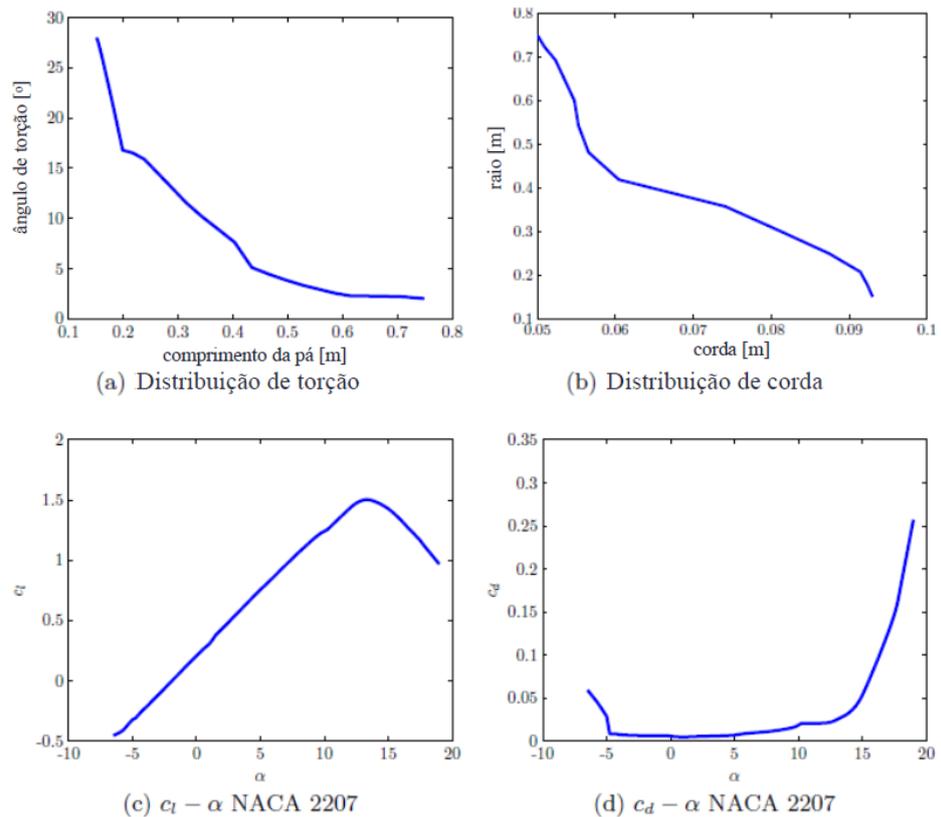


Figura 30: Distribuições de torção (a) e corda (b) para turbina experimentada por Hoopen (2009) e coeficientes de sustentação(c) e arrasto (d) para NACA 2207.(Fonte: Adaptado de Hoopen(2009)).

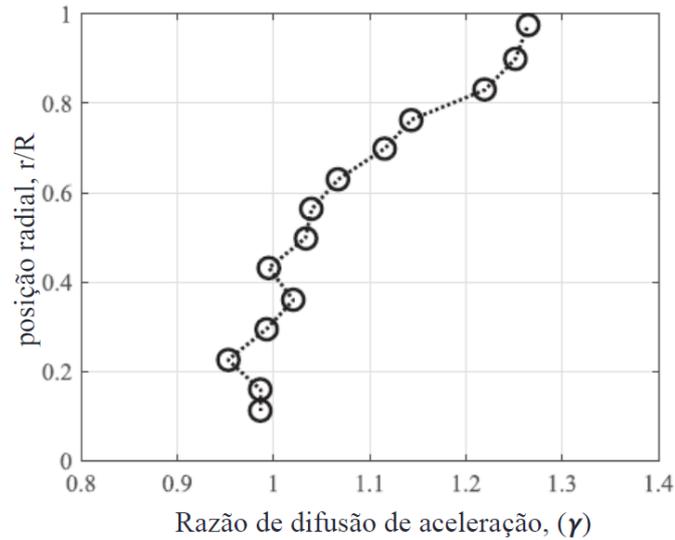


Figura 31: Razão de aceleração do difusor usado por Hoppen (2009). (Fonte: Adaptado de Silva et al. (2018))

4.3. Conversão Anual de Energia

Para cálculo da conversão anual de energia (*Annual Energy Production, AEP*) é considerado que o regime de ventos é descrito por uma distribuição de Weibull. Segundo Mohammadi et al. (2016), a distribuição de Weibull é adequada à descrição de regime de ventos devido à sua simplicidade, adaptabilidade e precisão. O amplo uso desta distribuição na literatura (a exemplo de Wais (2017), Usta (2016), Mohammadi et al (2016), Katinas et al. (2017), Basser et al (2017) e Wang et al (2018)) também justifica o uso no presente trabalho. A distribuição de Weibull é caracterizada pela função de densidade de probabilidade na Eq. (92).

$$f_{V_0}(V_0) = \frac{k}{C} \left(\frac{V_0}{C}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{V_0}{C}\right)^k} \quad (92)$$

onde V_0 é a velocidade do vento, C é um parâmetro de escala e k é um fator de forma. A velocidade média do vento $\langle V \rangle$ é relacionada a C e a k através da Eq. (93).

$$\langle V \rangle = C \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (93)$$

onde Γ é a função gama, de acordo com Forbes et al. (2011)

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} (e^{-u}u^{x-1})du \quad (94)$$

A conversão anual de energia mecânica é então calculada como sugerido por Hansen (2008) , utilizando a e Eq. (95).

$$AEP = 8760. \left(\sum_{i=1}^{N-1} P_{int,i} \cdot f(V_i < V_0 < V_{i+1}) \right) \quad (95)$$

onde

$$P_{int,i} = \begin{cases} \frac{1}{2} [P(V_{i+1}) + P(V_i)] & \text{if } [P(V_{i+1}) + P(V_i)] \geq 0 \\ 0 & \text{if } [P(V_{i+1}) + P(V_i)] < 0 \end{cases} \quad (96)$$

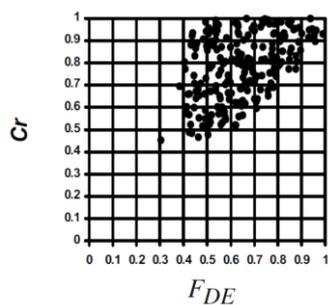
$$P(V_i) = \frac{1}{2} C_{p,TSR_i} \rho \pi R^2 V_i^3 \quad (97)$$

$$. f(V_i < V_0 < V_{i+1}) = e^{-\left(\frac{V_i}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{V_{i+1}}{c}\right)^k} \quad (98)$$

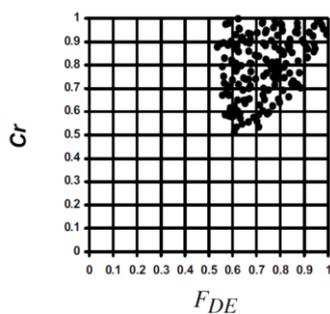
onde ω é a velocidade de rotação, R é o raio da turbina, TSR_i , V_i é a i -ésima velocidade considerada para o cálculo , $P(V_i)$ é a potência de eixo gerada a uma velocidade V_i (calculada com o BEM), C_{p,TSR_i} é o coeficiente de potência para V_i , $f(V_i < V_0 < V_{i+1})$ é a probabilidade do vento estar entre V_i e V_{i+1} , $P_{int,i}$ é a i -ésima potência interpolada e N é o número de divisões do domínio da velocidade de vento.

4.4. Evolução Diferencial

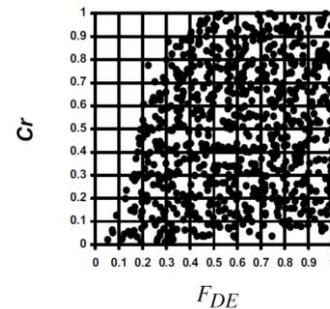
Neto et. al. (2018), em seu benchmark de algoritmos de otimização para turbinas eólicas identificou a abordagem DE/rand/1 como, dentre os algoritmos testados, a que apresenta menor tempo de processamento.



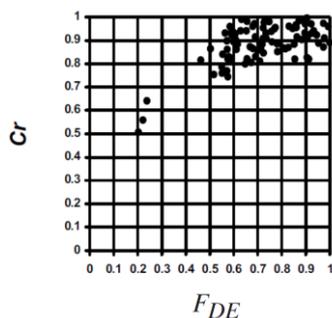
(a) Hiperelipsóide 10-dim.



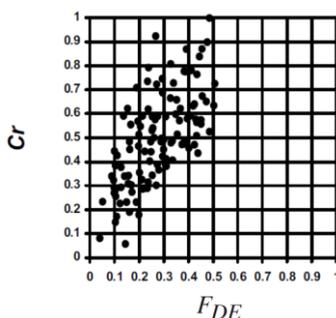
(b) Função de Rosenbrock 10-dim.



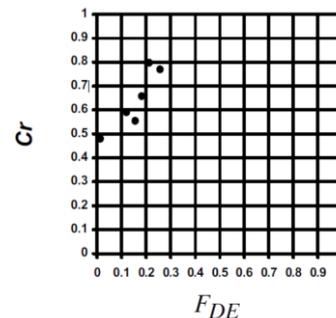
(c) Função de Ackley 10-dim.



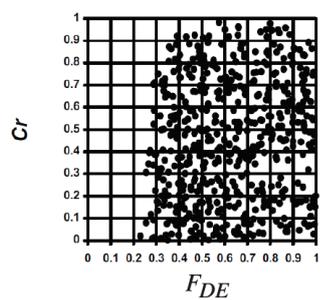
(d) Função Chebyshev de Storn 9-dim.



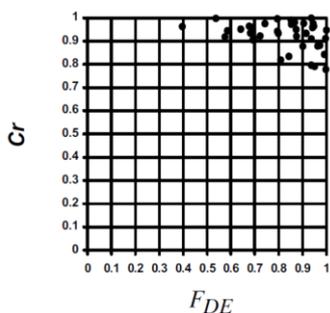
(e) Função de Griewank 10-dim.



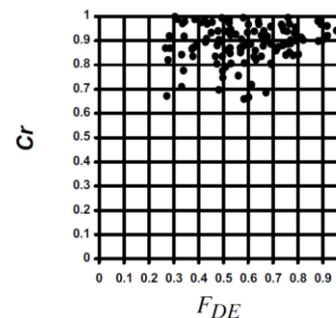
(f) Função de Rastrigin 10-dim.



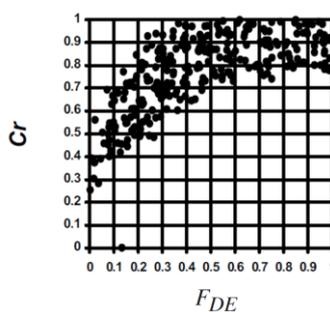
(g) Função de Langerman Modificada 10-dim.



(h) função "foxholes" de Shekel 10-dim.



(i) Função de Whitley 10-dim.



(j) Função de Leonard-Jones 15-dim.

Figura 32: Parâmetros de controle de DE/rand/1 de sucesso para solução de benchmarks.

Price et al. (2005) identificaram a abordagem tradicional, DE/rand/1, como sendo a mais robusta dentre as modalidades comparadas numa série de testes de *benchmark*. As combinações de fatores de controle (Cr e F_{DE}) que levaram a sucesso desta modalidade nos testes de *benchmark* são exibidas na Figura 32

O presente trabalho utilizará uma abordagem DE/rand/1 devido a sua robustez e velocidade em solução de problemas de natureza semelhante ao tratado. Os valores dos parâmetros de controle utilizados serão $F = 0,7$ e $C_r = 0,9$, uma vez que através da análise da Figura 32 essa combinação obteve 'sucesso em 80% dos benchmarks tratados. O tamanho da população N_p utilizada é, conforme sugerido por Storn (1996), dez vezes maior que a dimensão tratada.

Para a abordagem adotada no presente trabalho, um i -ésimo indivíduo numa geração t é caracterizado pela equação (99).

$$\mathbf{x}_i^{(t)} = \begin{pmatrix} x_{i,1}^{(t)} = \text{rotação}_i^{(t)} \\ x_{i,2}^{(t)} = \text{ângulo de pitch na ponta da pá}_i^{(t)} \\ x_{i,3}^{(t)} = \text{fator de torção}_i^{(t)} \\ x_{i,4}^{(t)} = \text{corda na ponta da pá}_i^{(t)} \\ x_{i,5}^{(t)} = \text{fator de corda}_i^{(t)} \end{pmatrix} \quad (99)$$

A rotação é dada em RPM, o ângulo de *pitch* em $^\circ$ e a corda na ponta da pá em m. O fator de torção é um fator multiplicativo não negativo aplicado sobre a distribuição de torção da turbina NREL Phase VI. Quatro cenários possíveis para esse fator são possíveis de distinção:

- Se $x_{i,3}^{(t)} = \text{fator de torção}_i^{(t)} > 1$ a pá da turbina é mais torcida que a da NREL Phase VI;
- Se $x_{i,3}^{(t)} = \text{fator de torção}_i^{(t)} = 1$ a pá da turbina tem a mesma distribuição de torção da turbina NREL Phase VI;
- Se $0 < x_{i,3}^{(t)} = \text{fator de torção}_i^{(t)} < 1$ a pá da turbina é menos torcida que a da NREL Phase VI;

- Se $x_{i,3}^{(t)} = \text{fator de torção}_i^{(t)} = 0$ a pá da turbina é reta, sem torção.

O fator de corda é um fator multiplicador não negativo aplicado sobre a diferença entre cordas na ponta da pá e no início da seção aerodinâmica da turbina NREL Phase VI. Quatro cenários possíveis para esse fator são passíveis de distinção:

- Se $x_{i,4}^{(t)} = \text{fator de corda}_i^{(t)} > 1$ a diferença entre a corda na ponta da pá e a corda na base da pá da turbina é maior que da NREL Phase VI;
- Se $x_{i,4}^{(t)} = \text{fator de corda}_i^{(t)} = 1$ a diferença entre a corda na ponta da pá e a corda na base da pá da turbina é igual ao da NREL Phase VI;
- Se $0 < x_{i,4}^{(t)} = \text{fator de corda}_i^{(t)} < 1$ a diferença entre a corda na ponta da pá e a corda na base da pá da turbina é menor que da NREL Phase VI;
- Se $x_{i,4}^{(t)} = \text{fator de corda}_i^{(t)} = 0$ a diferença entre a corda na ponta da pá e a corda na base da pá da turbina é nula, sem variação de corda ao longo do raio.

Para cada parâmetro de $x_i^{(t)}$ valores mínimos e máximos aceitáveis são adotados. A Tabela 4 exibe esses valores, os valores originais da turbina NREL Phase VI e referências para os valores máximos e/ou mínimos.

Tabela 4: Limites de valores de parâmetros.

Parâmetro	Valor NREL Phase VI	Valor Mínimo	Valor Máximo	Obs.
Rotação	72 RPM	20 RPM	150 RPM	Rotação mínima determinada de forma a não ser limítrofe para otimização; Rotação máxima para que velocidade na ponta da pá devido à rotação seja inferior a 80 m/s, limite máximo indicado por Diveux (2015) para limitação de ruído.
Ângulo de <i>pitch</i> na ponta da pá	3°	-10°	10°	Range definido de forma a não impactar nos valores ótimos encontrados.
Fator de Torção	1	0	1,3	Valor mínimo de acordo com Eke e Onyewudiala (2010). Valor máximo de acordo com limites utilizados por Hassanzadeh et al (2016).
Corda na ponta da pá	0,356	0	0,5	Valor mínimo de acordo com Eke e Onyewudiala (2010). Valor máximo de acordo com limites utilizados por Hassanzadeh et al (2016).
Fator de Corda	1	0	1,6	Valor mínimo indica pá com corda constante. Valor máximo de acordo com limites utilizados por Hassanzadeh et al (2016).

O limite de 80 m/s para a velocidade na ponta da pá, indicado por Diveux (2015) é mais restritivo que outros presentes em literatura (Lee et al., 2007).

Hassanzadeh et al (2016) utilizou BEM e algoritmo genético para otimizar uma turbina NREL Phase VI e os aplicou limites que garantem a construtibilidade da geometria otimizada e por esse motivo é neste trabalho utilizado.

Além de restrições de valores máximos e mínimos para as variáveis que caracterizam a turbina, Chehouri et al. (2015) também indica limitação à solidez do rotor, definida por:

$$\sigma_{rotor} = \frac{B \int c(r) dr}{\pi R^2} \quad (100)$$

Lee et al (2007), indicaram um valor mínimo à solidez de 0,0345 que é utilizado no presente trabalho. Kumar e Baredar (2014) estudaram turbinas de alta solidez do rotor e o mesmo valor máximo estudado (29%) é utilizado como limite máximo no

presente trabalho.

Narayana e Sugathapala (2005) estudaram o desempenho de uma turbina com solidez (conforme definido na equação (39)) de 64%, que é utilizado como limite superior para o processo de otimização aqui adotado.

Diversas funções objetivo são alvo de estudo para otimização de turbinas eólicas. Entre as mais usuais, segundo Chehour et al. (2015) estão maximização de AEP (Maalawi e Badr (2003), Liu et al. (2007), Xuan (2008) e Ning et al. (2013)), minimização de massa da turbina (Jureczko e al. (2005), Pirrera et al. (2012) e Chen et al. (2013)) e minimização do custo da energia (Fulsang et al (2002)).

Modelos de custo de turbinas eólicas, como os apresentados em Fingersh et al. (2006), Giguère e Selic (2000), Blanco (2009) e Chen et al. (2018), são adequados a turbinas de grande porte. Segundo EWEA (2009), custos de turbinas de pequeno porte diferem significativamente da realidade das turbinas de grande porte devido, principalmente, às maiores proporções de custo de torres, controles, conexões elétricas e manutenção. De acordo com Ning e Damiani (2014), na ausência de um modelo de custos adequado é razoável adotar uma proporcionalidade entre custo e massa. A avaliação da massa da turbina, como realizada por Kenway e Martins (2008) e Zhu et. al. (2012), exige avaliação estrutural da pá, para determinação da proporção de diferentes componentes da pá.

O presente trabalho analisa separadamente a maximização de duas funções objetivos. Uma delas é a AEP, avaliada conforme descrito na seção 4.3. Outra função objetivo estudada é a razão entre AEP e o volume do rotor (dada, por exemplo, em kWh/m³). Na ausência de um modelo estrutural (não tratado neste trabalho), essa alternativa é tomada de forma a ter um desempenho qualitativamente semelhante à otimização da razão entre AEP e massa (ambas são iguais num caso onde a densidade média de um rotor é constante). As duas as funções objetivas são normalizadas em relação aos seus valores para a turbina NREL Phase VI original.

Assim, os dois problemas de otimização mono-objetiva tratados são declarados das seguintes formas:

Encontrar $\mathbf{x} = (x_1, x_2, x_3, x_4, x_5)$ que maximiza $AEP(\mathbf{x}, \langle V \rangle, k) / AEP_0(\langle V \rangle, k)$

Sujeito às restrições:

$$\mathbf{x}_{min} \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{x}_{max}$$

$$\sigma_{rotor,min} \leq \sigma_{rotor}(\mathbf{x}) \leq \sigma_{rotor,max}$$

$$\max(\sigma_{local}(\mathbf{x}, r)) \leq \sigma_{local,max}$$

e

Encontrar $\mathbf{x} = (x_1, x_2, x_3, x_4, x_5)$ que maximiza $\frac{AEP(\mathbf{x}, \langle V \rangle, k)}{V_{rotor}(\mathbf{x})} / \frac{AEP_0(\langle V \rangle, k)}{V_{rotor_0}}$

Sujeito às restrições:

$$\mathbf{x}_{min} \leq \mathbf{x} \leq \mathbf{x}_{max}$$

$$\sigma_{rotor,min} \leq \sigma_{rotor}(\mathbf{x}) \leq \sigma_{rotor,max}$$

$$\max(\sigma_{local}(\mathbf{x})) \leq \sigma_{local,max}$$

onde

$$\mathbf{x}_{min} = (20, -10, 0, 0, 0)$$

$$\mathbf{x}_{max} = (150; 10; 1,3; 0,5; 1,6)$$

$$\sigma_{rotor,min} = 0,0345$$

$$\sigma_{rotor,max} = 0,29$$

$$\sigma_{local,max} = 0,64$$

V_{rotor} é o volume do rotor (somatório dos volumes das pás) e o subscrito 0 indica valores para a turbina NREL Phase VI original. $\langle V \rangle$ e k (velocidade média e fator de forma) caracterizam o regime de ventos estudado.

A implementação de Evolução Diferencial neste trabalho realizada em Python 3 e o código é exibido no Apêndice B.

A incorporação de parâmetros do difusor no processo de otimização exigiria o uso de ferramentas tridimensionais (CFD, por exemplo) para a avaliação do escoamento e previsão de eficiências e razões de aceleração. Este tipo de avaliação provocaria significativo aumento de recursos computacionais necessários e, conseqüentemente, o tempo de execução do processo de otimização. Para avaliar a dependência dos resultados com a geometria do difusor, portanto, todas as condições

são analisadas em 3 cenários: sem difusor e com dois difusores, denominados Difusor 1 e Difusor 2, propostos respectivamente por Hoopen (2009) e Silva (2018) (Figura 33). As eficiências e razões de áreas desses difusores estão explicitados na Tabela 5 e seus fatores de aceleração (γ) estão exibidos na Figura 34.

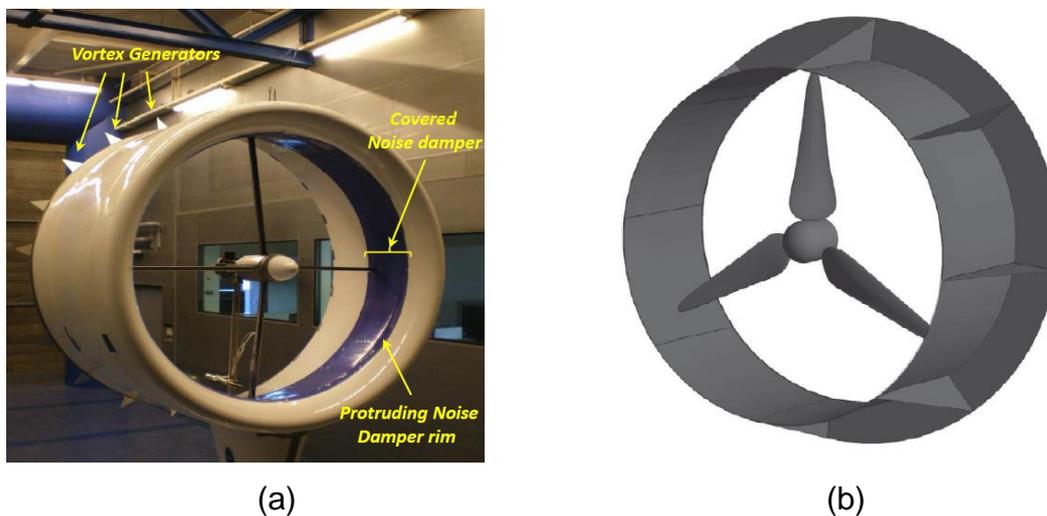


Figura 33: Difusores estudados: (a) Difusor 1, proposto por Hoopen (2009) e (b) Difusor 2, proposto por Silva et al. (2018). (Fonte: Hoopen (2009) (a) e Silva et al. (2018) (b)).

Tabela 5: Eficiência e razão de áreas dos difusores estudados.

	η	β
Difusor 1 (Hoopen, 2009)	0,98	0,5785
Difusor 2 (Silva et al., 2018)	0,83	0,8994

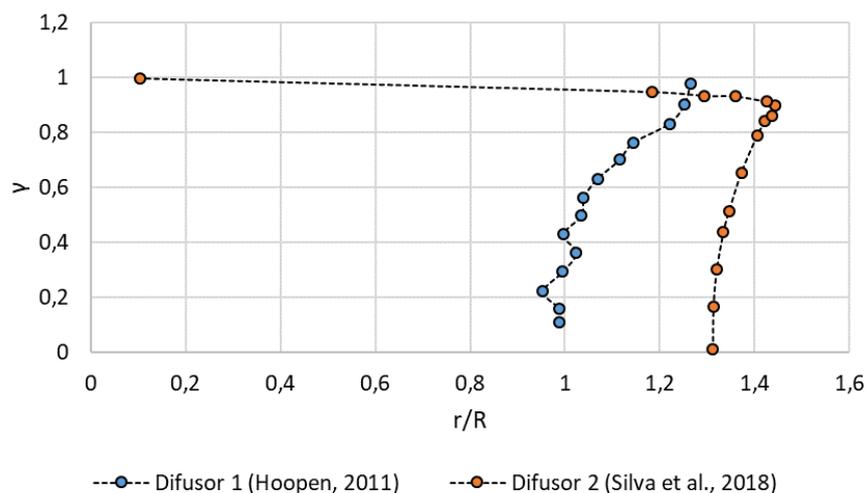


Figura 34: Razão de aceleração (γ) para os difusores estudados.

O Difusor 1 (proposto por Hoopen (2009)) possui geometria aerodinâmica, levando a menores quedas de pressão e, conseqüentemente, maiores eficiências e menores razões de aceleração. O Difusor 2, proposto por Silva et al. (2018) é um difusor flangeado, com escoamento que causa grande queda de pressão e descolamento de escoamento, tendo, por isso, baixa eficiência e altas razões de aceleração. Assim, a escolha dos difusores estudados visa a análise de condições discrepantes, com dois dispositivos de diferentes características.

4.5. Organização de Resultados

Os resultados obtidos através da metodologia aqui descrita são organizados em dois capítulos. O Capítulo 5 apresenta a validação do algoritmo BEM proposto para pequenas turbinas eólicas com e sem difusores e apresenta uma análise gráfica com o emprego deste algoritmo. A análise gráfica trata da variação de dois fatores (rotação e ângulo de *pitch* na ponta da pá) da turbina NREL Phase VI. Os ângulos estudados são -5, -1, 1, 3, 5, 7 e 11 ° e os valores de rotação estudados são 47, 72, 97, 122, 147, 172, 197, 222 e 247 RPM. São considerados nesta análise regimes de vento com fatores de forma de 1,5; 2,0 e 3,0 e velocidades de vento médias de 4, 6 e 8 m/s.

O capítulo 6 apresenta resultados da aplicação de evolução diferencial para cenários sem difusor, com o Difusor 1 e com o Difusor 2. Novamente, nesta análise são considerados os mesmos regimes de ventos da análise gráfica.

5. Resultados e Discussão: Análise Gráfica

5.1. Validação e Verificação de Algoritmo BEM

Conforme descrito na seção 4.1, algoritmos BEM para turbinas com e sem difusores propostos pelo presente trabalho. O algoritmo BEM para turbinas eólicas de eixo vertical sem difusores é validado e verificado através de comparação de resultados com dados experimentais encontrados por Lindenburg (2003) para a turbina NREL Phase VI. Para turbinas com difusores, a validação é feita com resultados experimentais de Hoopen (2009). O valor $a_c = 0,309$ resulta em boa compatibilidade com ambos dados experimentais (com e sem difusores) e a comparação é exposta na Figura 35 e na Tabela 6.

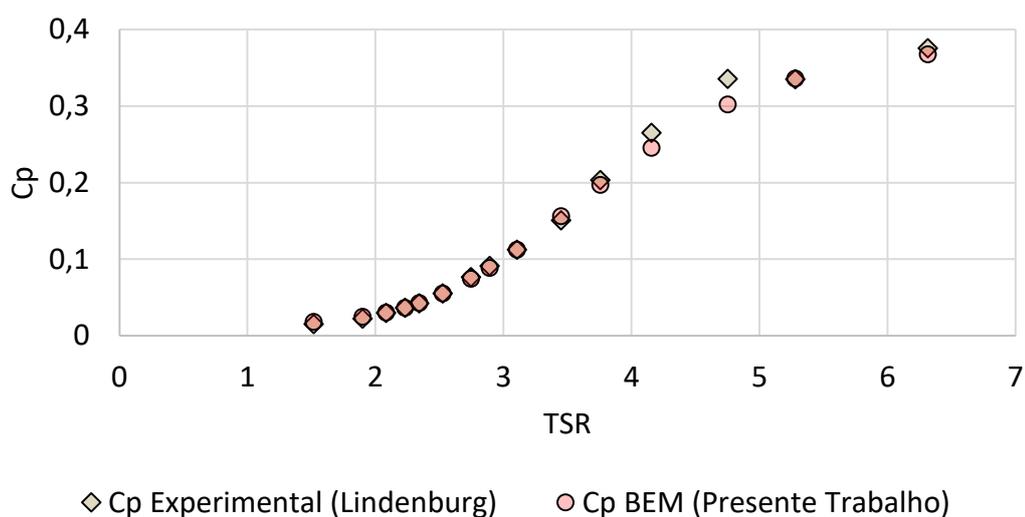


Figura 35: Validação de Algoritmo BEM proposto com $a_c = 0,309$ para turbina NREL Phase VI sem difusor.

Tabela 6: Comparação de resultados para turbinas com difusores.

	Metodologia	Potência (W)	Torque ($N.m$)
Hoopen (2009)	Experimental	531	7,10
Vaz et al. (2014)	BEM sem considerar ineficiência de difusor	526	6,10
Santos et al. (2018)	BEM considerando ineficiência de difusor	533	7,12
Presente Trabalho	BEM considerando ineficiência de difusor com $ac=0,309$.	531	7,08

Para o caso sem difusor, a discrepância máxima entre os coeficientes experimental e através do método BEM acontece para o TSR de 4,75 e é 0,0337, o que representa uma discrepância relativa de 10% (uma vez que o valor experimental do coeficiente de potência para esse TSR é 0,336). A maior discrepância relativa (20%) é encontrada para TSR de 1,51. Nesse ponto, no entanto a discrepância é de 0,003, sendo percentualmente significativa por ser uma região de operação em que turbina apresenta coeficiente de potência praticamente nulo (0,015, segundo dados experimentais). Em média, a discrepância entre resultados experimentais e numéricos é de 4,45%.

Para simulações com difusores o trabalho proposto apresentou discrepância de 0,28% com os dados experimentais disponíveis. Essa discrepância é inferior aos modelos previamente encontrados em literatura (Vaz et al., 2014 e Santos e al., 2018).

Assim, o modelo proposto apresenta resultados adequados a dados experimentais para turbinas com e sem difusores, sendo aplicado então para um estudo comparativo entre o desempenho nessas duas condições.

5.2. Recurso eólico

A função de probabilidade da velocidade do vento para a distribuição do vento considerada neste trabalho é mostrada na Figura 36. A distribuição da velocidade do vento com um valor de fator de forma menor possui um vento mais distribuído, apresentando menor probabilidade no valor mais provável (quando comparado com maiores fatores de forma) e apresenta uma cauda mais longa, possuindo maior probabilidade para ventos de alta velocidade. As mudanças na velocidade média do vento também afetam os valores mais prováveis e as probabilidades do vento de alta velocidade.

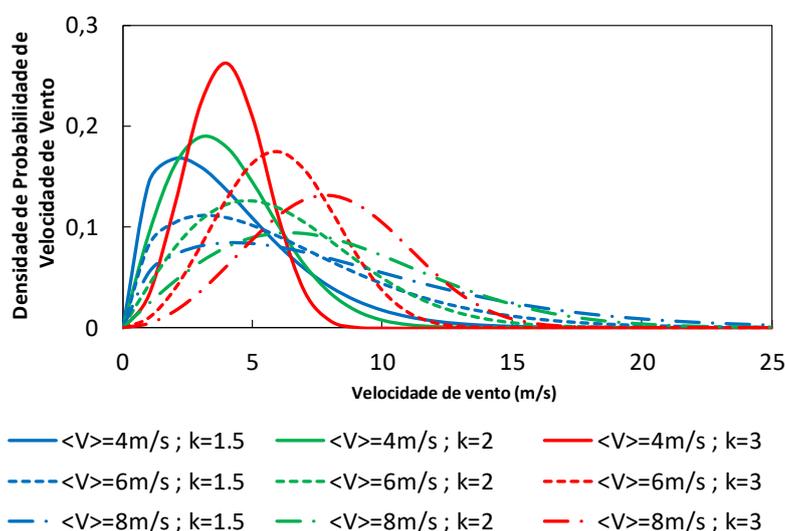


Figura 36: Densidade de probabilidade de velocidade de vento para os regimes de vento estudados.

Como a energia eólica depende da energia cúbica da velocidade do vento, é esperado que a energia disponível para a velocidade do vento mude para cada distribuição de vento. A densidade de energia eólica disponível (WED) é calculada através da Eq. (101).

$$WED = 8760. \left(\sum_{i=1}^{N_b-1} \frac{1}{2} \left[\frac{1}{2} \rho V_i^3 + \frac{1}{2} \rho V_{i+1}^3 \right] \cdot f(V_i < V_0 < V_{i+1}) \right) \quad (101)$$

O WED é calculado considerando a velocidade do vento de 0 a 40 m/s. Para velocidades além desse valor, a frequência de ocorrência é tão pequena que não há mais contribuição para o WED. O número de passos de vento considerados é $N_b = 40$. A Figura 37 mostra o WED para as distribuições de vento consideradas e a Figura 38 mostra suas distribuições cumulativas.

Fatores de forma mais baixos (k) levam a mais energia disponível, devido à maior probabilidade de maiores velocidades do vento. Consequentemente, para extrair essa energia, são necessárias turbinas com maior velocidade de saída e maior potência nominal. Por exemplo, em locais com velocidade média de 8 m/s e fator de forma de 1,5, 2 e 3, 80% da energia está relacionada ao vento com velocidades abaixo de 13, 17 e 23 m/s, respectivamente. É importante notar que a única distribuição de vento com energia significativa disponível para velocidades superiores a 25 m/s (a velocidade de corte adotada para este estudo) é a distribuição com $V = 8$ m/s e $k = 1,5$.

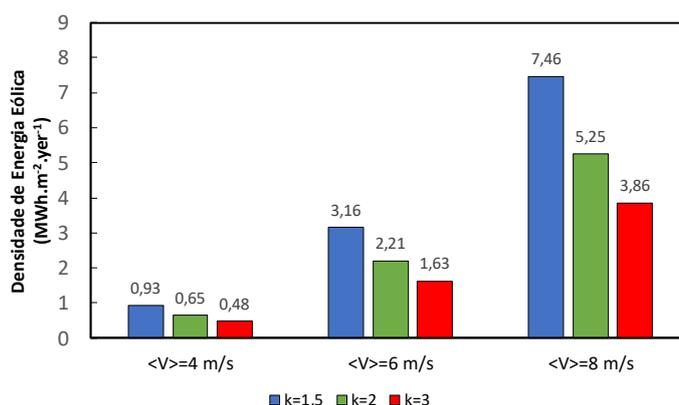


Figura 37: Densidade de energia eólica para as distribuições estudadas.

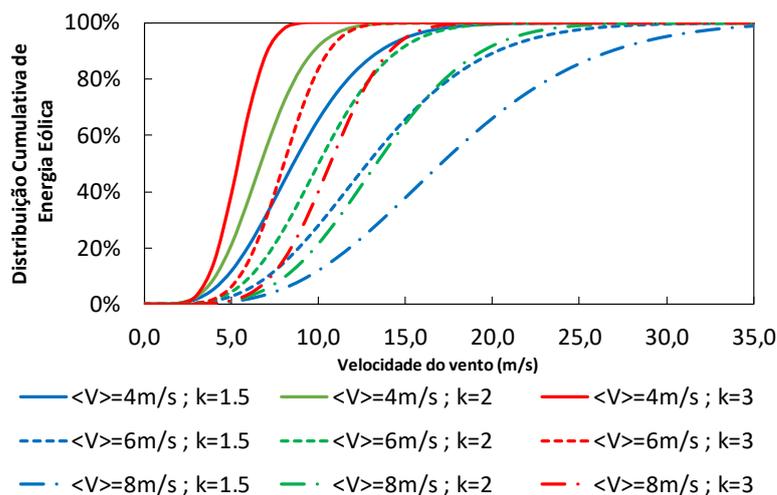


Figura 38: Distribuição de energia cumulativa para diferentes distribuições de velocidade de vento.

5.3. NREL Phase VI sem Difusor

5.3.1. Coeficientes de Potência

A aplicação do modelo BEM proposto às características geométricas da turbina NREL Phase VI leva ao coeficiente de potência (C_p) mostrado na Figura 39. O coeficiente de potência depende muito do TSR e do ângulo de inclinação, com valores máximos de 0,42 para $\beta = -0,5^\circ$ e $TSR = 7,5$. Para diferentes valores de TSR, no entanto, o melhor ângulo de inclinação pode mudar. Para TSR de 4, por exemplo, ainda através da Figura 39, o melhor ângulo de inclinação é $\beta = 5,5^\circ$, o que leva a $C_p = 0,24$.

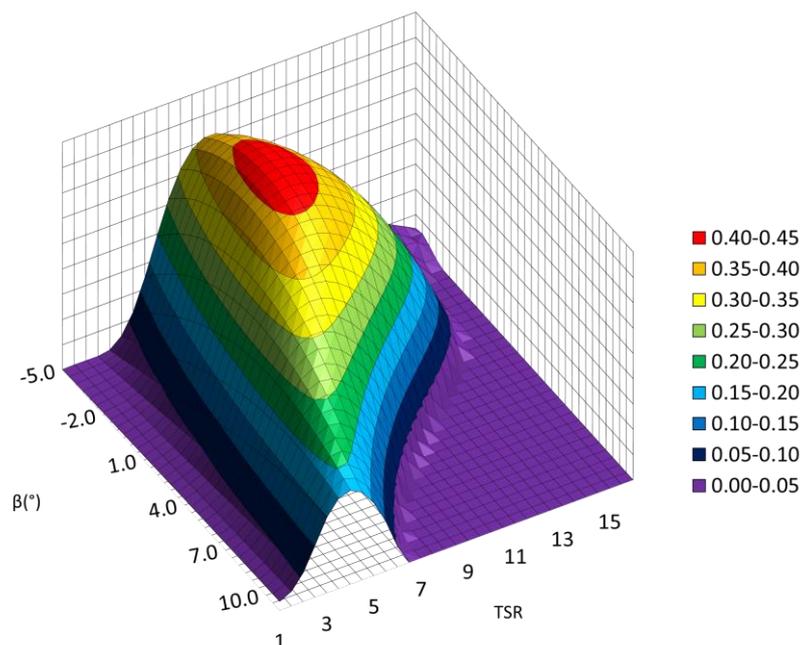


Figura 39: Coeficiente de potência (C_p) como uma função de TSR e ângulo de *pitch* para turbina sem difusor.

Para uma HAWT de velocidade de rotação fixa (tipo de turbina no qual este trabalho é focado), a variação da velocidade do vento levará a uma operação sob diferentes valores de TSR. Consequentemente, não apenas o coeficiente máximo de energia, mas sua variação com o TSR é relevante para a conversão de energia. É possível notar através da Figura 39 que para valores de TSR inferiores a 3, ângulos de *pitch* mais altos resultam em melhores valores do coeficiente de potência. Para valores de TSR acima de 7, melhores valores de coeficiente de potência são encontrados para ângulos menores. Mesmo nesta última situação, no entanto, ângulos demasiadamente elevados levam a C_p baixo novamente.

O valor máximo de coeficiente de potência depende do ângulo de *pitch* e essa dependência é ilustrada na Figura 40. O TSR que leva ao C_p máximo, também em função do ângulo de *pitch* é também exibido na figura. O ângulo de 0,5° leva ao maior coeficiente (0,420) ao operar com um TSR de 7,5. Para valores altos de ângulo de *pitch*, os maiores coeficientes de potência ocorrem a TSR mais baixos. Esses valores, porém, podem ser 56% menores do que o coeficiente máximo para o ângulo de 0,5°.

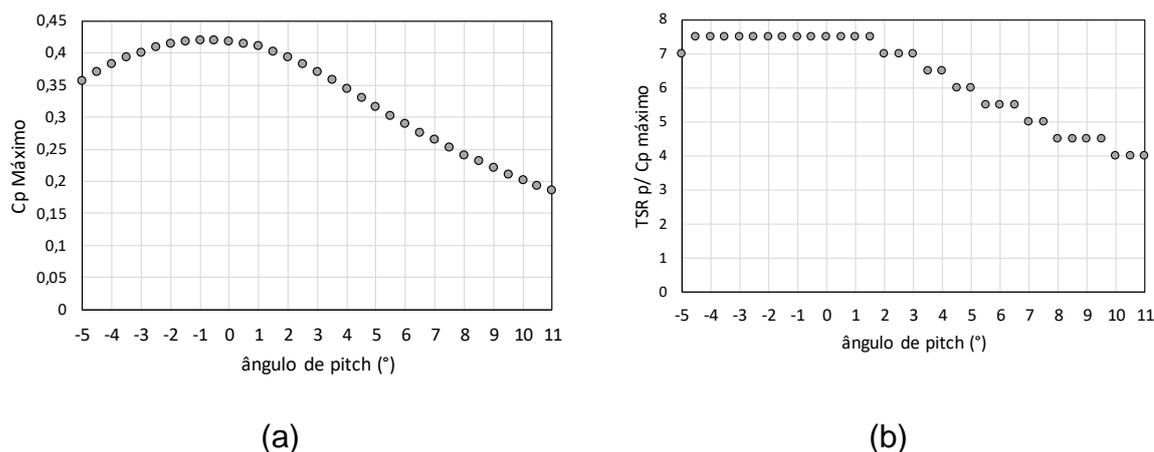
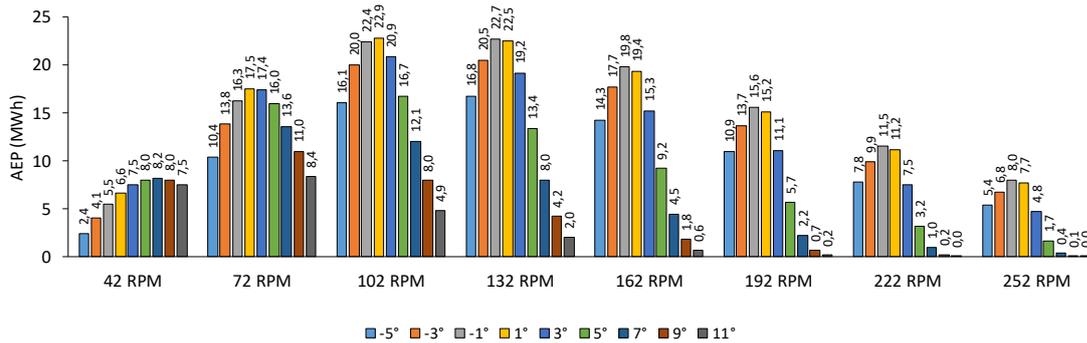


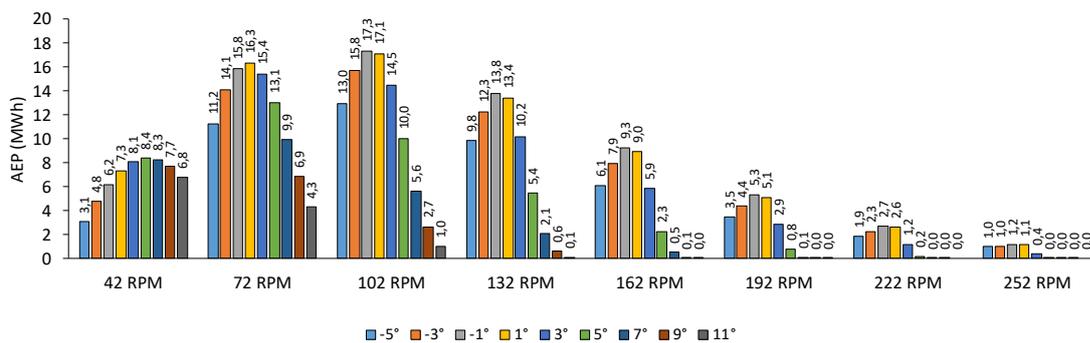
Figura 40: Coeficientes de potência máximo (a) e ângulo de *pitch* para coeficiente máximo (b) em função do ângulo de *pitch*, para turbina sem difusor.

5.3.2. Predição de Conversão de Energia

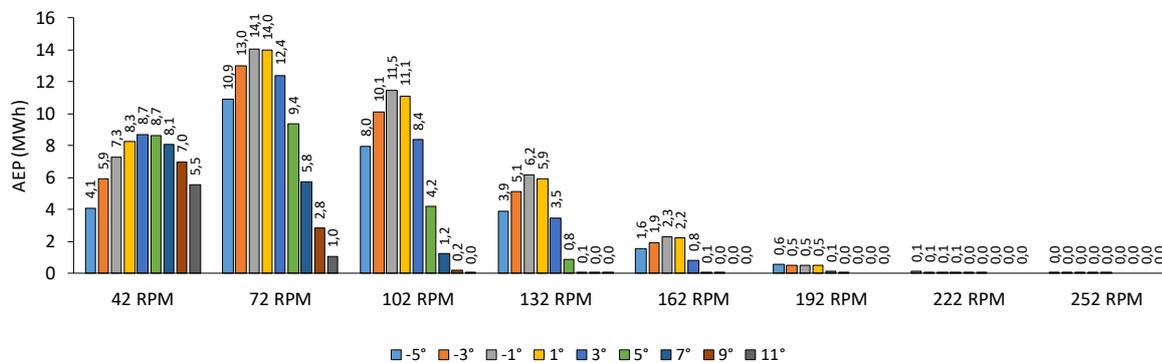
Uma vez caracterizados os coeficientes de potência e os recursos eólicos, é possível aplicar a metodologia descrita na Seção 2 para calcular a conversão anual de energia para a combinação de todos os 729 casos estudados (9 velocidades diferentes de rotação do rotor x 9 diferentes ângulos de inclinação x 9 diferentes distribuições de vento no local). As Figuras 41 a 43 mostram a conversão anual de energia para a distribuição do vento local com velocidades médias do vento $\langle V \rangle = 4 \text{ m/s}$, $\langle V \rangle = 6 \text{ m/s}$ e $\langle V \rangle = 8 \text{ m/s}$, respectivamente.



(a)

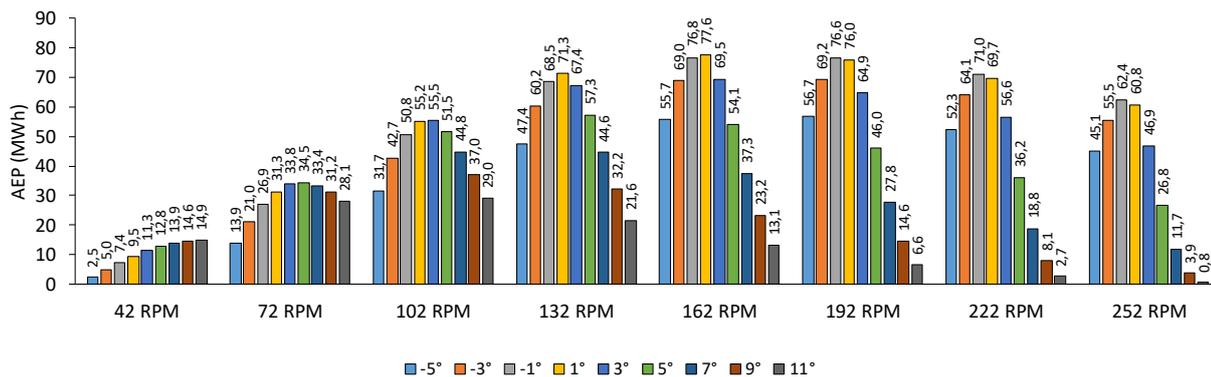


(b)

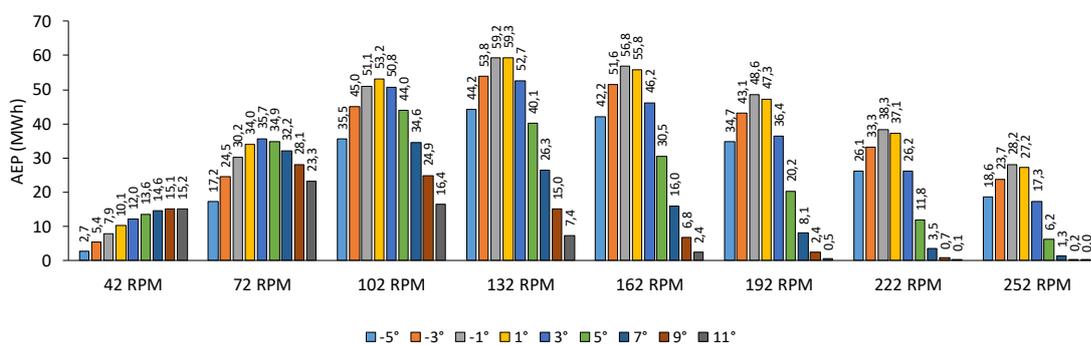


(c)

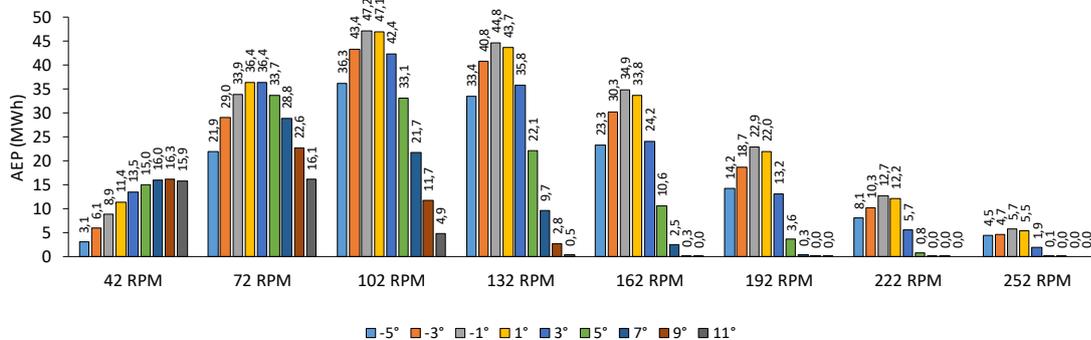
Figura 41: AEP para regimes de vento com $\langle V \rangle = 4 \text{ m/s}$ e: (a) $k = 1,5$, (b) $k = 2,0$ e (c) $k = 3,0$.



(a)

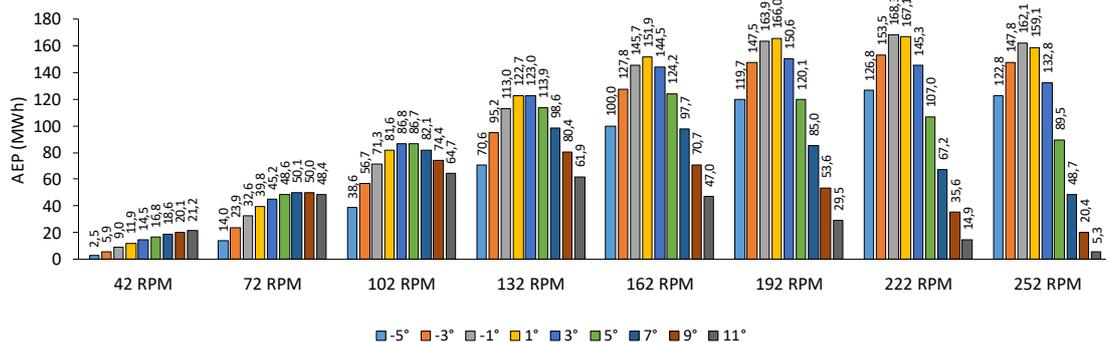


(b)

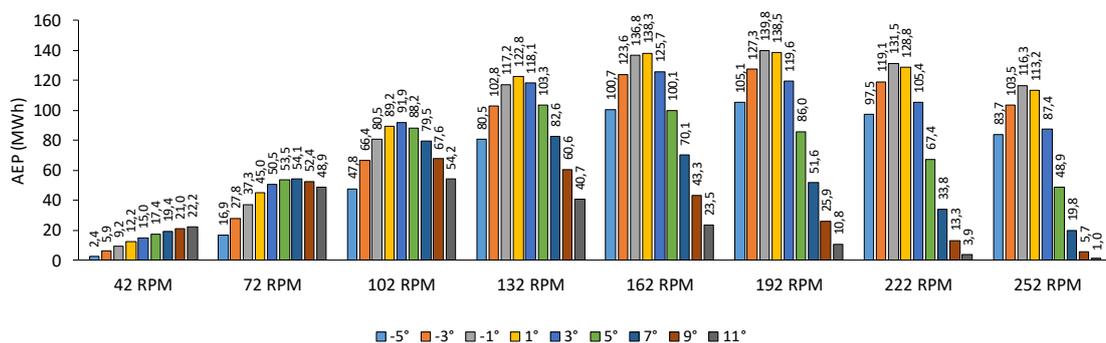


(c)

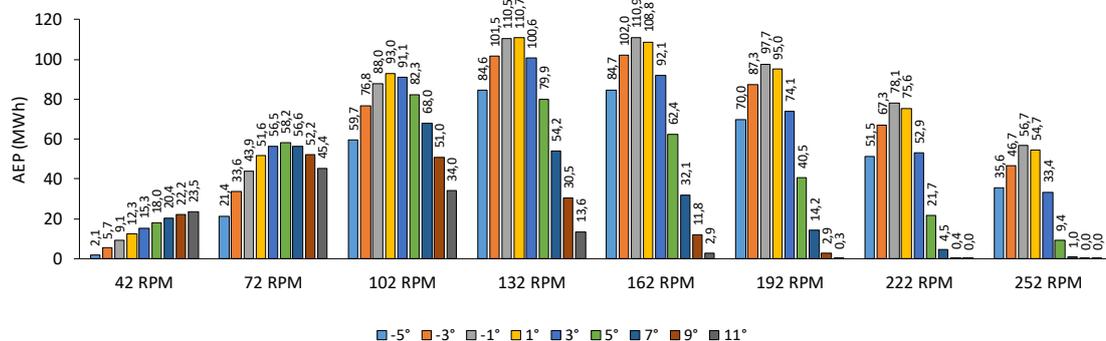
Figura 42: AEP para regimes de vento com $\langle V \rangle = 6 \text{ m/s}$ e: (a) $k = 1,5$, (b) $k = 2,0$ e (c) $k = 3,0$.



(a)



(b)

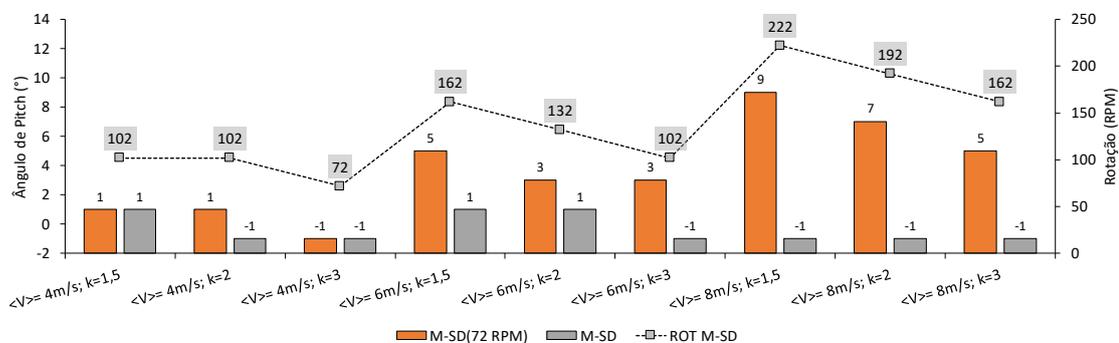


(c)

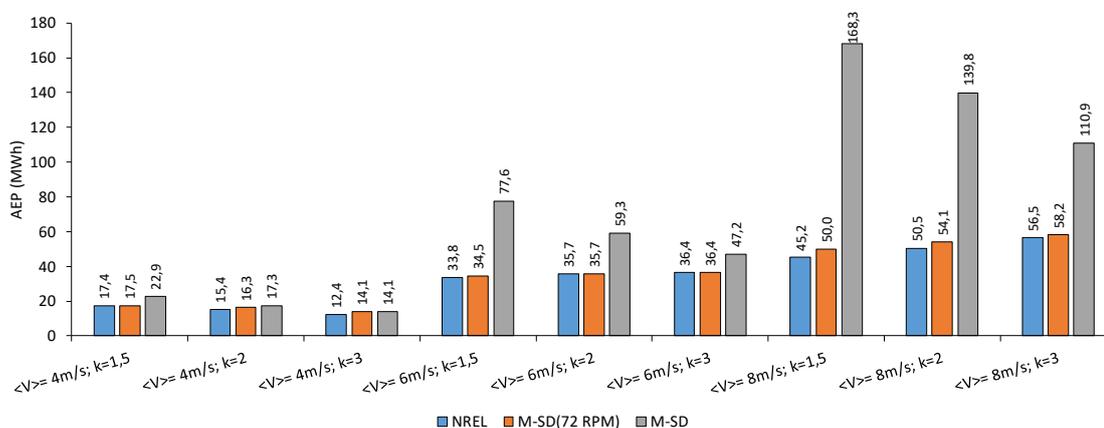
Figura 43: AEP para regimes de vento com $\langle V \rangle = 6 \text{ m/s}$ e: (a) $k = 1,5$, (b) $k = 2,0$ e (c) $k = 3,0$.

Para cada regime de ventos estudado, a AEP varia com a rotação, apresentando valores ótimos entre os limites estudados. Também para cada rotação (e para cada regime de ventos), a AEP apresenta valores máximos entre os limites de ângulo de *pitch* estudados. A Figura 44 exibe de forma condensada os parâmetro que levam a maiores AEP considerando a rotação original da NREL Phase VI (neste caso

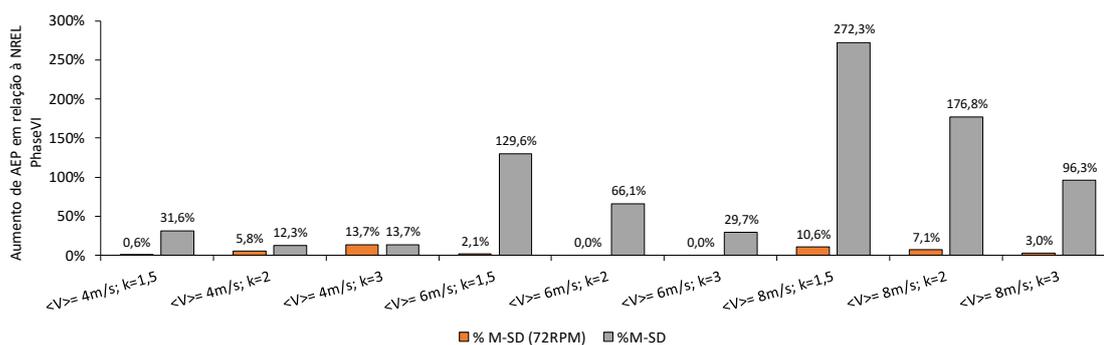
admitindo-se exclusivamente variação do ângulo de *pitch*, exibido no gráfico como M-SD(72 RPM)) e com rotação “livre” (variações de rotação e ângulo de *pitch* neste caso, exibido no gráfico como M-SD).



(a)



(b)



(c)

Figura 44: Comparação entre parâmetros de melhor desempenho com variação apenas de *pitch* (rotação fixa em 72 RPM) e variação de *pitch* e rotação. (a) melhores parâmetros, (b) AEP e (c) aumento de AEP em relação à NREL Phase VI.

Para a situação com rotação constante em 72 RPM, nota-se que o melhor ângulo de *pitch* tem alta dependência com o regime de ventos (variando de -1° a 9°). Toda a adequação da turbina, neste caso, se dá exclusivamente através da variação do ângulo de *pitch*, provocando tais variações. O aumento de conversão devido a essa variação do ângulo de *pitch* (em comparação com a turbina original) varia é no máximo de 13,7%, para o regime de ventos com velocidade média de 4 m/s e fator de forma de 1,5. Em especial para os regimes de vento com velocidade média de 6 m/s e fatores de forma de 2,0 e 3,0, o melhor ângulo de *pitch* é o original (3°) assim, mantendo-se uma mesma rotação, não foi identificada nenhuma oportunidade de aumento de AEP.

Nota-se, ainda para situação com rotação fixa em 72 RPM, que maiores conversões de energia para regimes de vento de maiores velocidades médias acontecem com maiores ângulos de *pitch*. O aumento no fator de forma, no entanto, tende a diminuir este ângulo para uma extração máxima.

Para avaliações sem rotação fixa o ângulo de *pitch* de maior AEP ou é 1° (em 1/3 dos regimes de vento estudados) ou é -1° (nos 2/3 restantes). Esses valores geram altos valores de coeficiente de potência (conforme verificado na Figura 39). Grande dependência entre a rotação da turbina de maior AEP e o regimes de vento é encontrada nessa situação: a rotação aumenta com a velocidade média e diminui com o fator de forma.

Com variação de rotação, aumentos em AEP passam a ser muito mais significativos, em especial para regimes de vento com maiores velocidades médias e menores fatores de forma (chegando a 272% de aumento). Esse fato denota que a turbina NREL Phase VI original não é adequada para uso nessas situações. Para o regime de ventos com velocidade média 4m/s e fator de forma 3,0, o aumento de conversão é idêntico ao possível sem variação de rotação uma vez que, neste caso, a melhor rotação é 72 RPM.

Uma vez que o WED é calculado para cada uma das distribuições de vento consideradas (como mostra a Figura 37) e o AEP também é conhecido para cada um dos casos estudados, é possível calcular o coeficiente de conversão de energia (*Energy Conversion Coefficient*, ECC) definido por:

$$ECC = \frac{AEP}{WED \cdot \pi R^2} \quad (102)$$

O coeficiente de conversão de energia representa a parcela da energia eólica disponível que é convertida em energia mecânica do eixo. Também pode ser interpretado como um C_p médio para a operação na variável TSR. A Tabela 7 exibe os valores de ECC para as configurações com maior AEP para cada distribuição de velocidade do vento. Os maiores valores para cada distribuição de velocidade do vento ocorrem para o ângulo de *pitch* e rotação que resultaram em maior AEP (Figura 44). O ECC aumenta à medida que o fator de forma da distribuição Weibull (k) aumenta, pois isso leva a uma distribuição de velocidade do vento mais concentrada e, conseqüentemente, a um período de tempo maior operando na TSR, próximo ao que leva aos melhores valores de C_p .

Tabela 7: ECC para melhores configurações para cada regime de ventos.

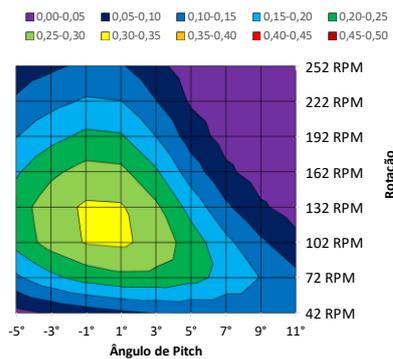
Velocidade Média ($\langle V \rangle$)	Fator de Forma (k)	Melhor Rotação (RPM)	<i>Pitch</i> na ponta da pá (°)	ECC
4 m/s	1,5	102	1	0,31
	2,0	102	-1	0,34
	3,0	72	-1	0,37
6 m/s	1,5	162	1	0,31
	2,0	132	1	0,34
	3,0	102	-1	0,36
8 m/s	1,5	222	-1	0,28
	2,0	192	-1	0,34
	3,0	162	-1	0,36

A Figura 45 mostra gráficos de contorno de ECC para todos os casos estudados. Para diferentes distribuições de velocidade do vento, a velocidade de rotação que leva a valores mais altos de ECC muda, exatamente como analisado para conversão de energia.

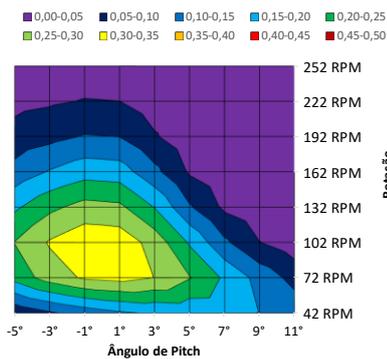
Para a distribuição da velocidade do vento com $\langle V \rangle = 8 \text{ m/s}$ e $k = 1,5$, os o máximo valor de ECC é 0,28, significativamente inferior do que para outras distribuições. Isso ocorre uma vez que essa distribuição possui significativa parcela de energia eólica (um pouco inferior a 10%, através da Figura 38) para ventos acima de 30 m/s, valor considerado como velocidade limite para conversão das turbinas.

É digno de nota através da observação da Figura 45 que fatores de forma mais

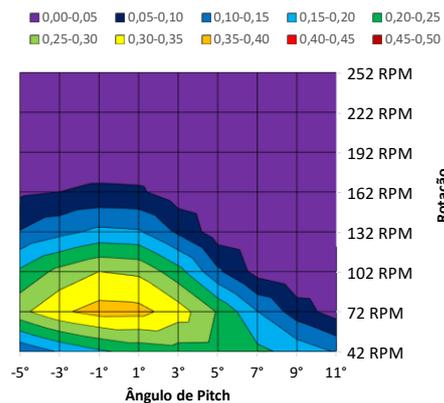
altos levam a uma quantidade maior de configurações sem conversão de energia prática (faixa de cores com ECC de 0,00 a 0,04). Para essas distribuições de velocidade do vento, a redução na conversão de energia quando não se está operando com a melhor configuração é alta, possivelmente levando a uma quantidade significativa de energia eólica desperdiçada. Por outro lado, essa distribuição da velocidade do vento leva a valores mais elevados de ECC. Isso ocorre porque as distribuições de vento com fatores de forma elevados estão concentradas em uma pequena faixa de velocidades do vento (como mostrado pela Figura 36), e a configuração dos parâmetros que funcionam bem com essa velocidade do vento funcionarão bem em um grande período de tempo.



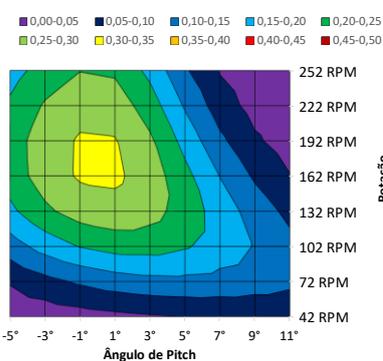
$v=4 \text{ m/s}; k=1,5$



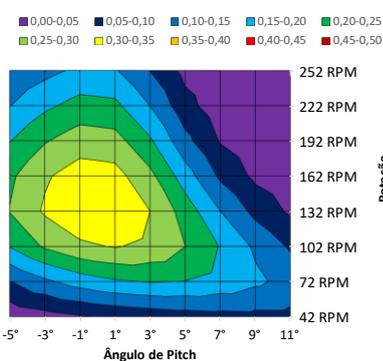
$v=4 \text{ m/s}; k=2,0$



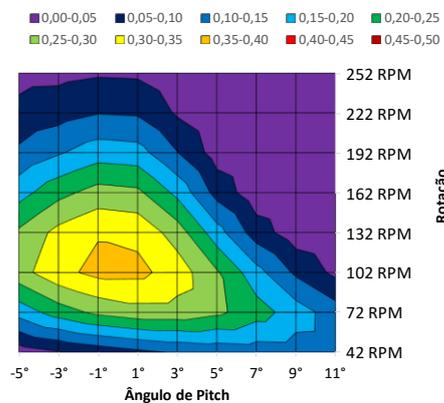
$v=4 \text{ m/s}; k=3,0$



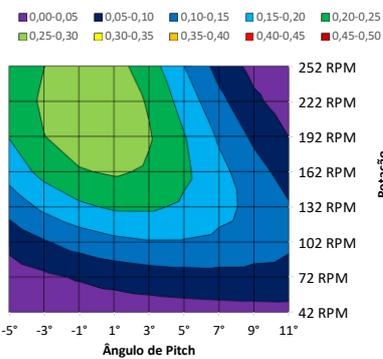
$v=6 \text{ m/s}; k=1,5$



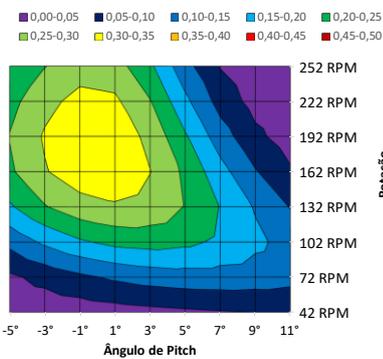
$v=6 \text{ m/s}; k=2,0$



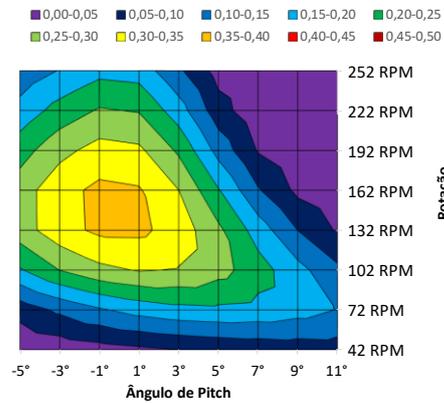
$v=6 \text{ m/s}; k=3,0$



$v=8 \text{ m/s}; k=1,5$



$v=8 \text{ m/s}; k=2,0$



$v=8 \text{ m/s}; k=3,0$

Figura 45: ECC como função do ângulo de *pitch* e do TSR.

5.4. NREL Phase VI Com Difusor 1

5.4.1. Coeficientes de Potência

A aplicação do modelo BEM proposto às características geométricas da turbina NREL Phase VI munida do Difusor 1, leva ao coeficiente de potência (C_p) mostrado na Figura 46. Qualitativamente o comportamento é semelhante ao estudado para turbina sem difusor (Figura 39). O coeficiente de potência apresenta valor máximo de 0,46 para $\beta = 0^\circ$ e $TSR = 7,5$. Esse valor é 9,5% acima do valor máximo encontrado no caso da turbina sem difusor.

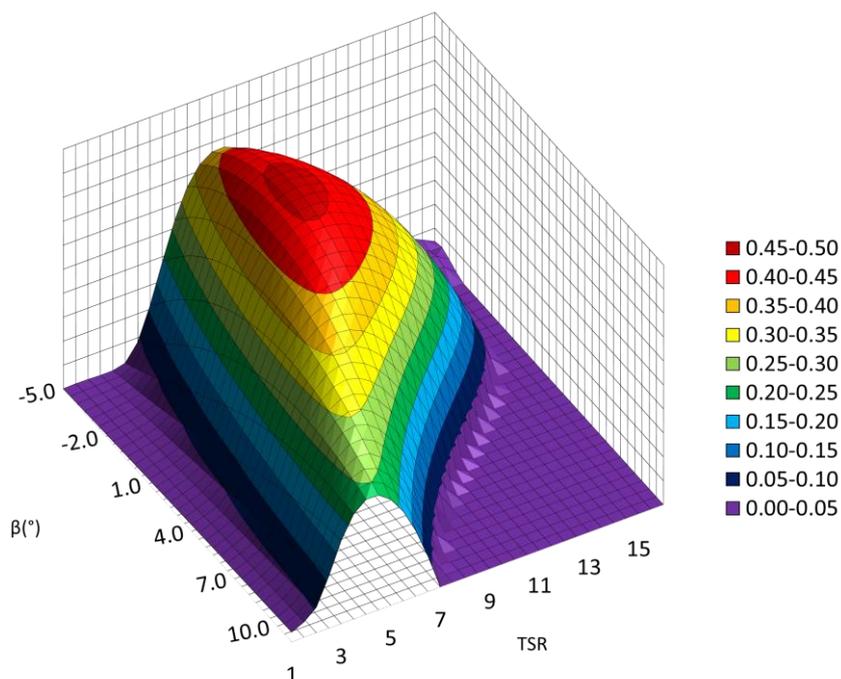


Figura 46: Coeficiente de potência (C_p) como uma função de TSR e ângulo de *pitch* para turbina com Difusor 1.

A diferença entre os valores apresentados na Figura 46 e Figura 39 caracteriza o aumento no coeficiente de potência devido à presença do Difusor 1 e é exibida na Figura 47.

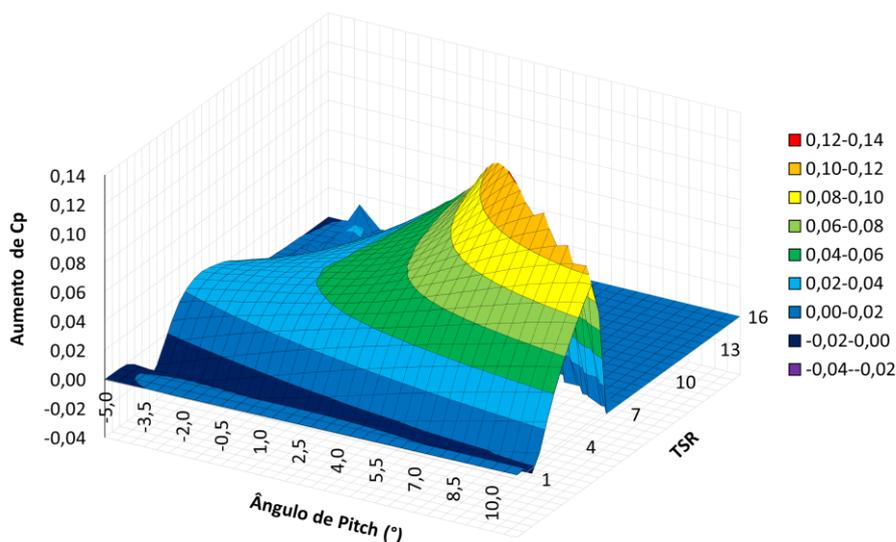
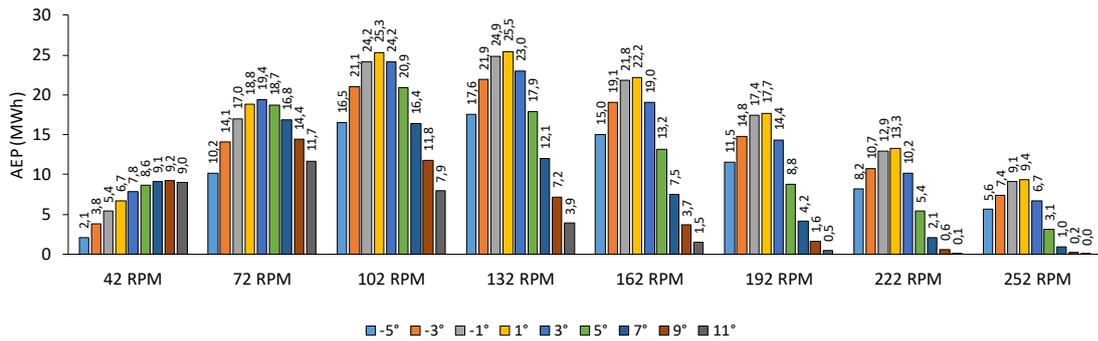


Figura 47: Aumento de coeficiente de potência devido à incorporação do Difusor 1.

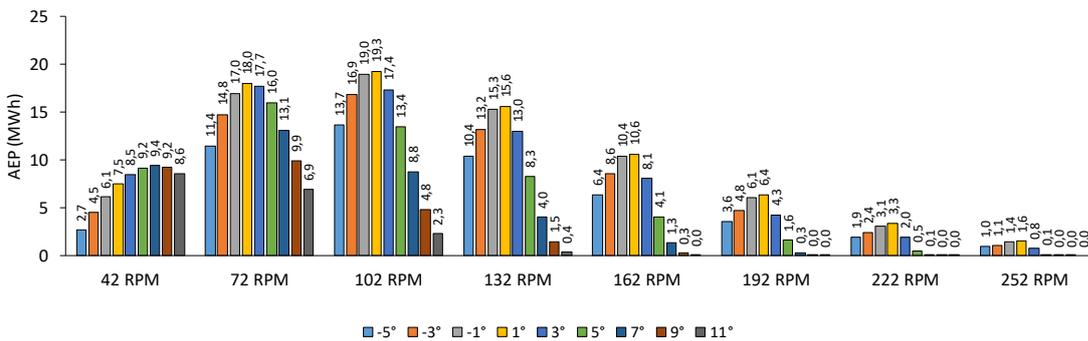
O maior aumento de coeficiente de potência é de 0,12 e ocorre para *pitch* na ponta da pá de 5,5° e TSR de 10. Com estes parâmetros a NREL sem difusor possui C_p de 0,02. Assim, percentualmente esse aumento é bastante significativo e representa uma combinação de fatores (ângulo de pitch e TSR) que sem difusor praticamente não convertia energia e que passa a converter (ainda com uma eficiência bem abaixo da máxima). Nota-se ainda, para uma faixa de baixos valores de TSR há um pequeno decréscimo no coeficiente de potência. Essa faixa torna-se um pouco mais larga para ângulos de *pitch* mais baixos.

5.4.2. Predição de Conversão de Energia

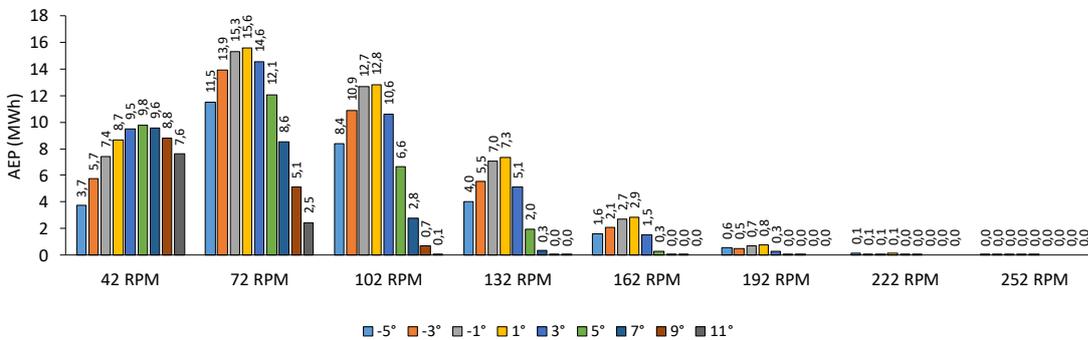
As Figuras 48 a 50 mostram, para a turbina NREL com o Difusor 1, a conversão anual de energia para a distribuição do vento local com velocidades médias do vento $\langle V \rangle = 4 \text{ m/s}$, $\langle V \rangle = 6 \text{ m/s}$ e and $\langle V \rangle = 8 \text{ m/s}$, respectivamente.



(a) $v=4$ m/s; $k=1.5$

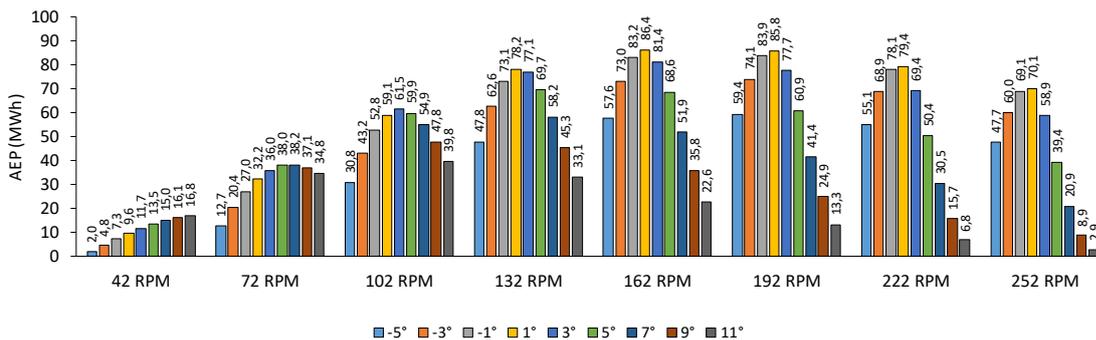


(b) $v=4$ m/s; $k=2.0$

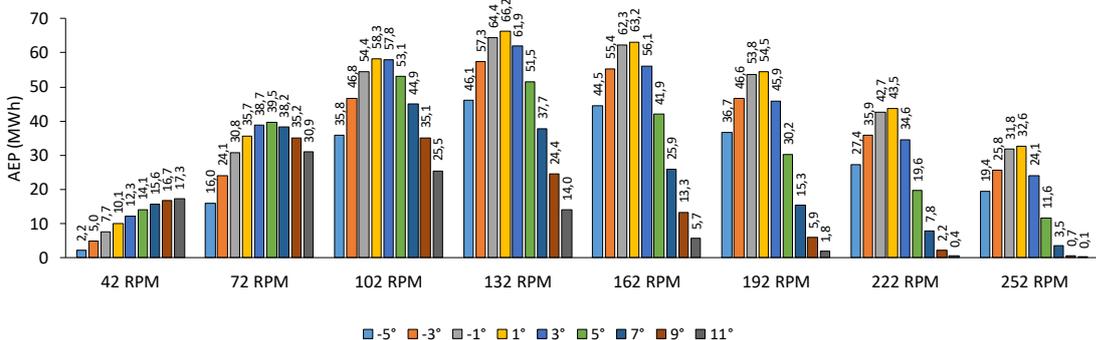


(c) $v=4$ m/s; $k=3.0$

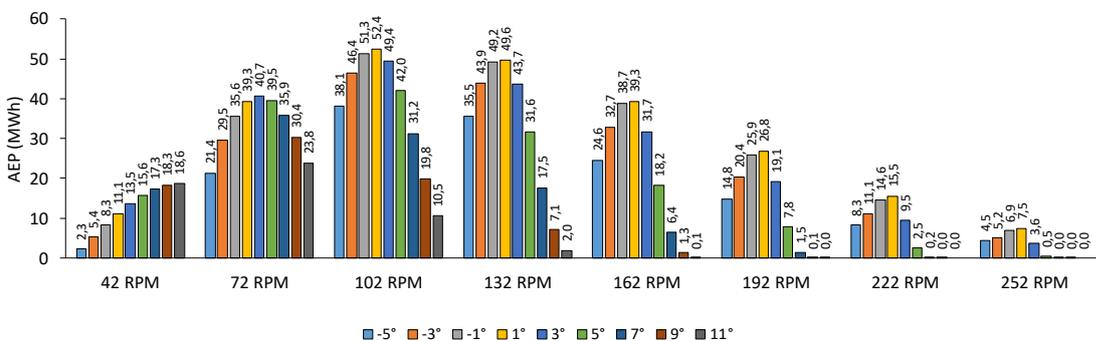
Figura 48: Conversão anual de energia com Difusor 1 para $\langle V \rangle = 4$ m/s e: (a) $k = 1,5$, (b) $k = 2,0$ e (c) $k = 3,0$.



(a) $v=4$ m/s; $k=1.5$

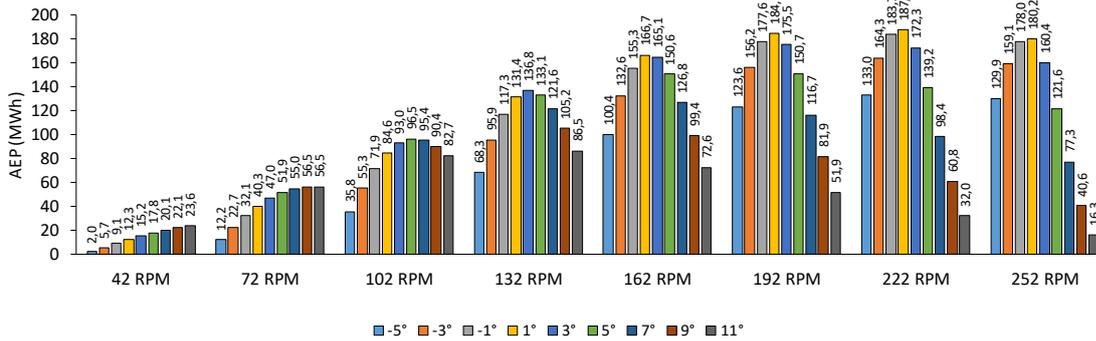


(b) $v=4$ m/s; $k=2.0$

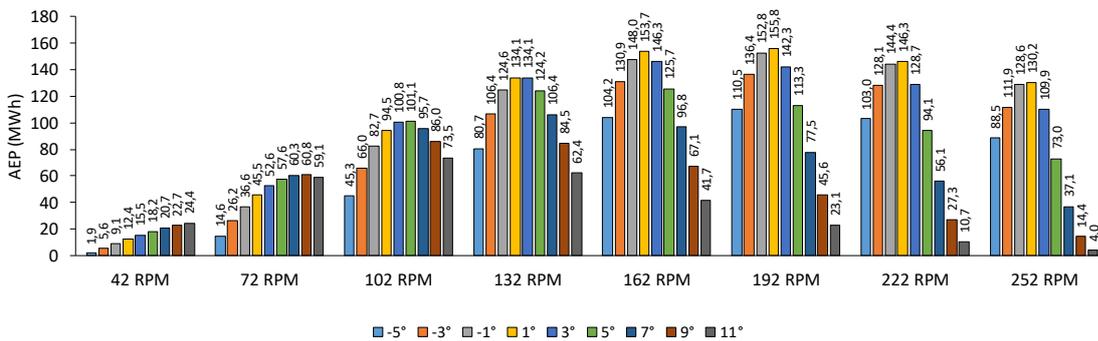


(c) $v=4$ m/s; $k=3.0$

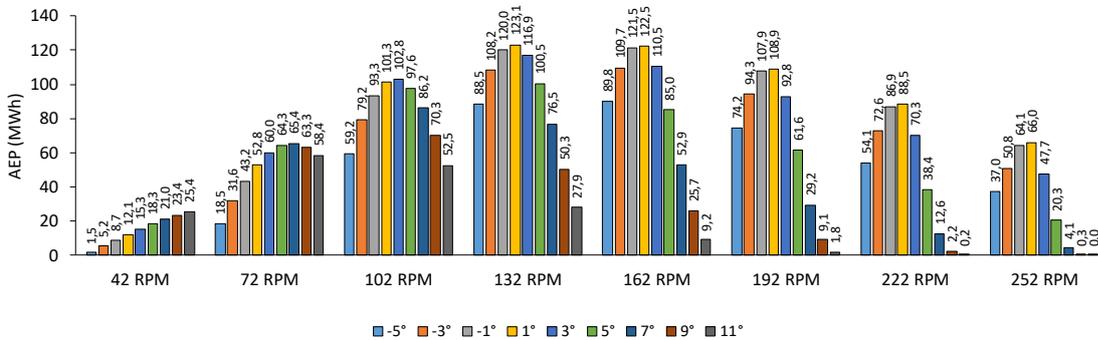
Figura 49: Conversão anual de energia com Difusor 1 para $\langle V \rangle = 6$ m/s e: (a) $k = 1,5$, (b) $k = 2,0$ e (c) $k = 3,0$.



(a) $v=4 \text{ m/s}; k=1.5$



(b) $v=4 \text{ m/s}; k=2.0$



(c) $v=4 \text{ m/s}; k=3.0$

Figura 50: Conversão anual de energia com Difusor 1 para $\langle V \rangle = 8 \text{ m/s}$ e: (a) $k = 1,5$, (b) $k = 2,0$ e (c) $k = 3,0$.

Para cada regime de ventos estudado, de forma semelhante ao encontrado para a turbina sem difusor, a AEP varia com a rotação, apresentando valores ótimos entre os limites estudados. Também para cada rotação (e para cada regime de ventos), a AEP apresenta valores máximos entre os limites de ângulo de *pitch* estudados.

Para baixos ângulos de *pitch* e baixos valores de rotação a presença de difusores tende a diminuir a conversão anual de energia. Isso se deve à diminuição do coeficiente de potência para baixos ângulos de *pitch* e baixos TSR (valores negativos observados na Figura 47).

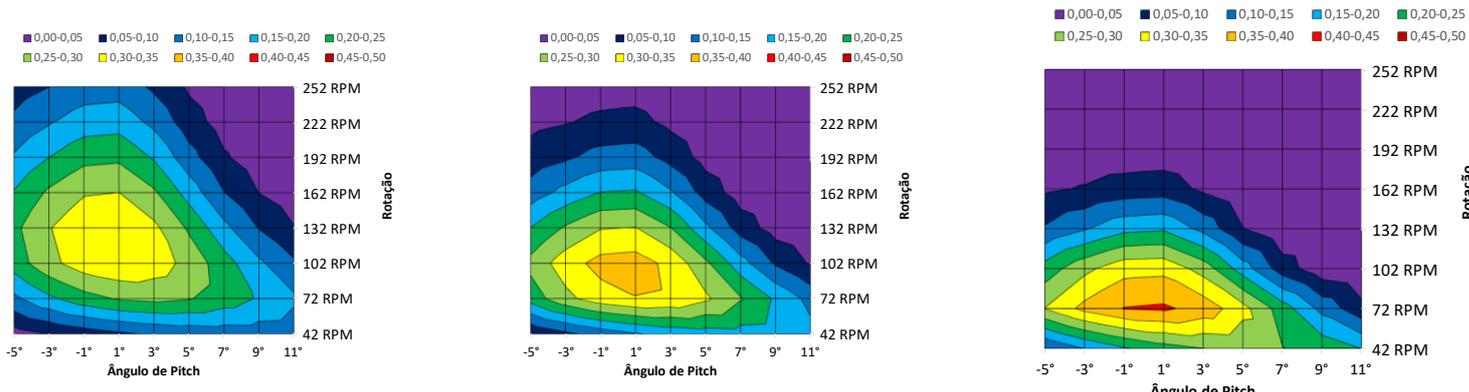
A Tabela 8 exhibe as melhores configurações de ângulo de *pitch* na ponta de pá e rotação para cada regime de ventos analisado. Para todos os regimes estudados, o melhor ângulo de *pitch* é de 1° (mais uma vez próximo ao valor de que leva ao maior C_p). A rotação aumenta com a velocidade média e diminui com o aumento do fator de forma. As melhores rotações são quase sempre idênticas às melhores rotações para a turbina sem difusor com exceção do regime com velocidade média de 4 m/s e fator de forma de 1,5 (para turbina sem Difusor, neste caso, a melhor rotação é de 102 RPM).

Tabela 8: Melhores configurações para cada regime de ventos com uso de Difusor 1.

Velocidade Média ($\langle V \rangle$)	Fator de Forma (k)	Melhor Rotação (RPM)	<i>Pitch</i> na ponta da pá ($^\circ$)	AEP (MWh)	ECC
4 m/s	1,5	132	1	25,5	0,34
	2,0	102	1	19,3	0,37
	3,0	72	1	15,6	0,41
6 m/s	1,5	162	1	86,4	0,34
	2,0	132	1	66,2	0,38
	3,0	102	1	52,4	0,40
8 m/s	1,5	222	1	187,6	0,32
	2,0	192	1	155,8	0,37
	3,0	132	1	123,1	0,40

A Figura 51 exhibe os valores de ECC (calculado de forma análoga ao exibido para turbinas sem difusor). O comportamento é semelhante ao identificado para turbinas sem difusores, com fatores de forma mais altos levando a maiores ECC mas

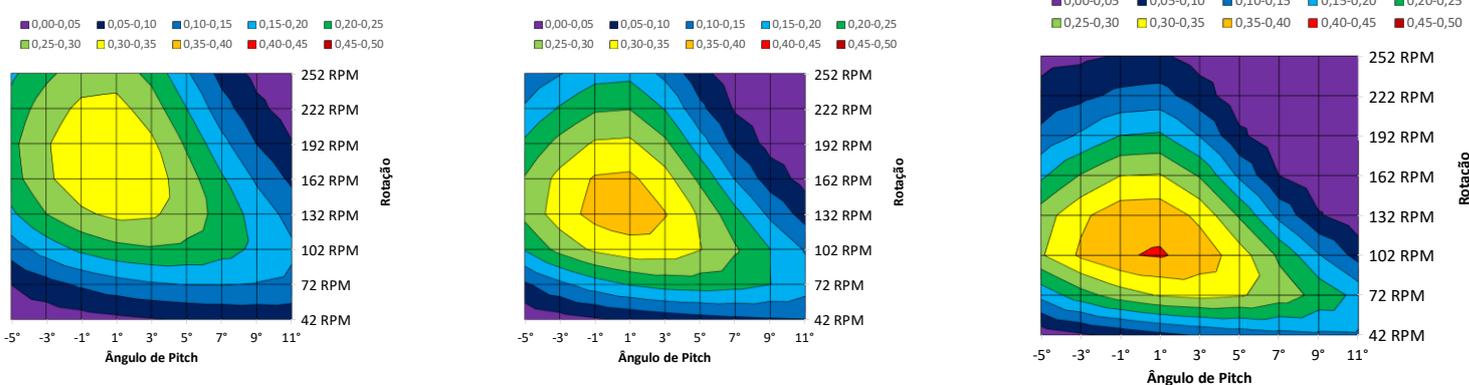
com mais configurações de baixo ECC).



$v=4 \text{ m/s}; k=1,5$

$v=4 \text{ m/s}; k=2,0$

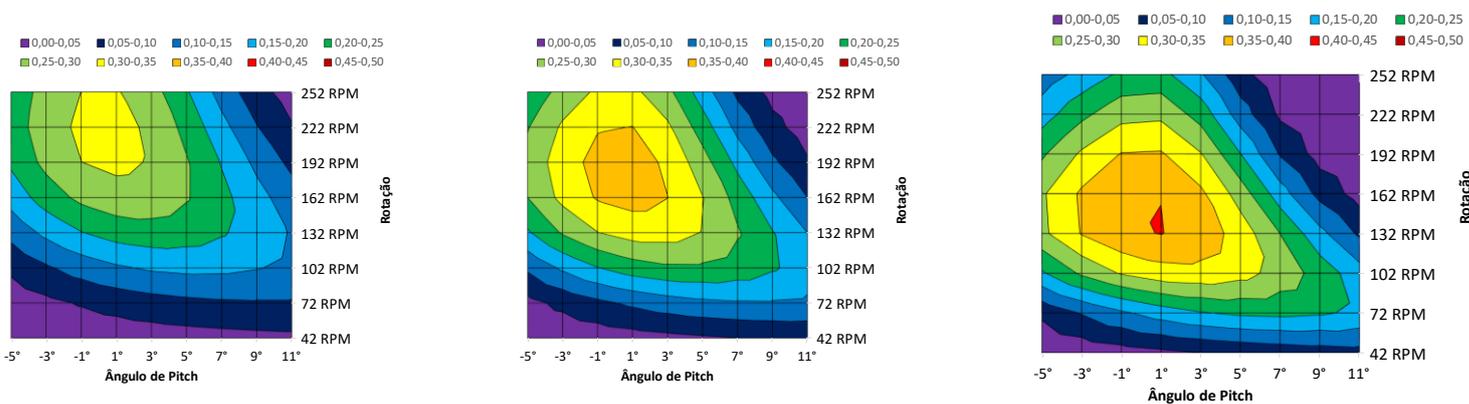
$v=4 \text{ m/s}; k=3,0$



$v=6 \text{ m/s}; k=1,5$

$v=6 \text{ m/s}; k=2,0$

$v=6 \text{ m/s}; k=3,0$



$v=8 \text{ m/s}; k=1,5$

$v=8 \text{ m/s}; k=2,0$

$v=8 \text{ m/s}; k=3,0$

Figura 51: ECC como função do ângulo de *pitch* e do TSR com uso de Difusor

5.5. NREL Phase VI Com Difusor 2

5.5.1. Coeficientes de Potência

A Figura 52 exibe o coeficiente de potência (a partir da metodologia descrita na seção 4) para a turbina NREL Phase VI com Difusor 2 em função do ângulo de *pitch* na ponta da pá e a rotação. O máximo valor é de 0,56 para $\beta = 1^\circ$ e TSR = 8. Esse valor é 33,3% acima do valor máximo encontrado no caso da turbina sem difusor. O aumento no coeficiente de potência devido à presença do Difusor 2 e é exibido na Figura 53.

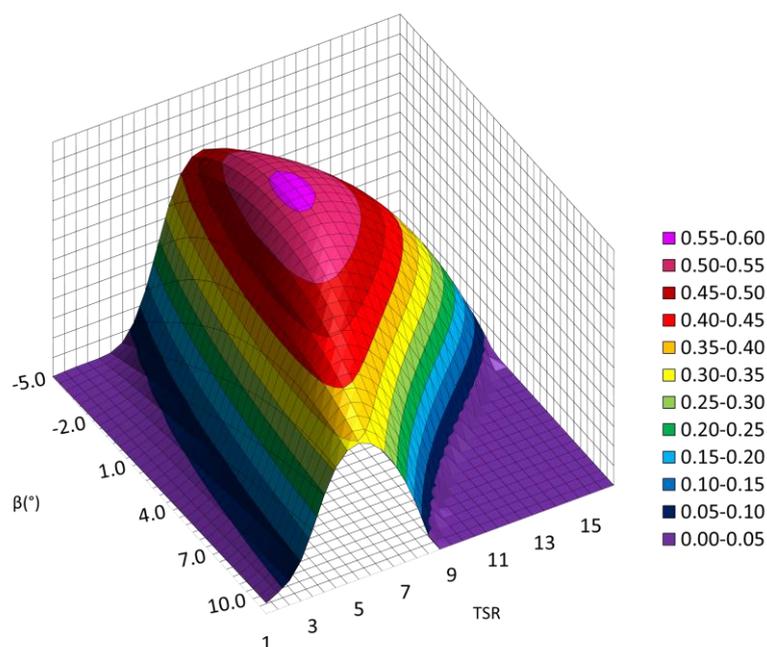


Figura 52: Coeficiente de potência (C_p) como uma função de TSR e ângulo de *pitch* para turbina com Difusor 2.

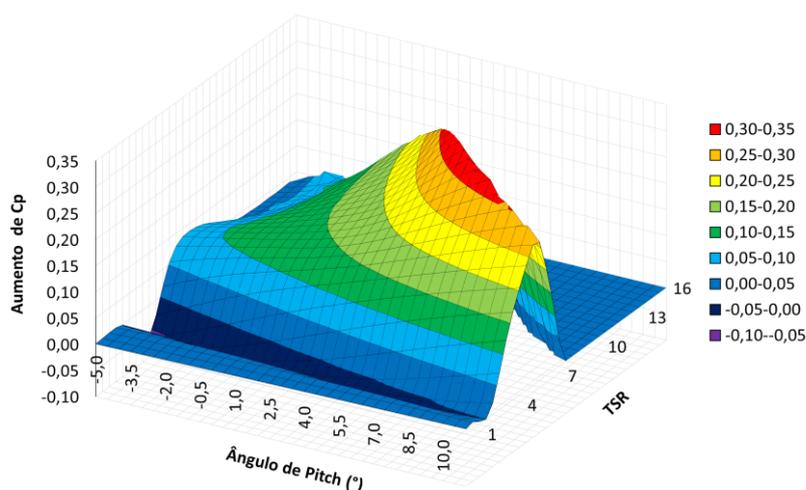
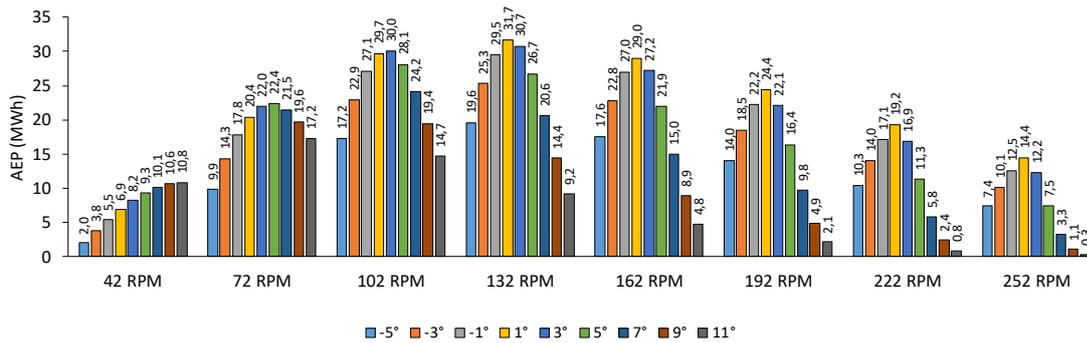


Figura 53: Aumento de coeficiente de potência devido à incorporação do Difusor 2.

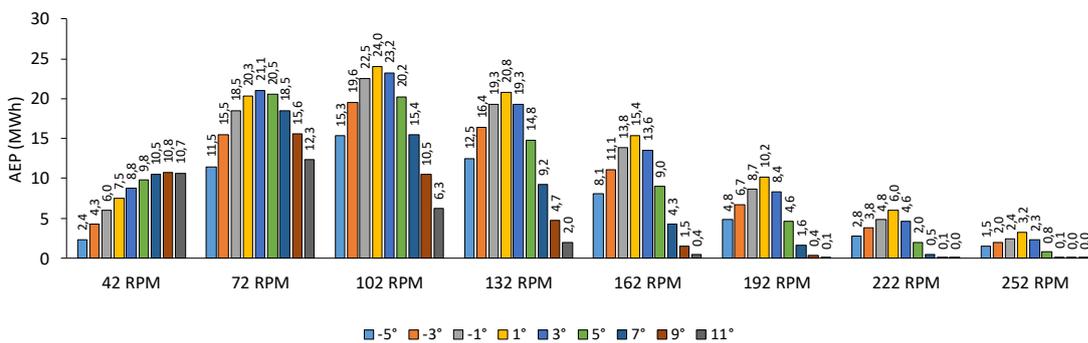
O maior aumento de coeficiente de potência é de 0,33 e ocorre para *pitch* na ponta da pá de $5,5^{\circ}$ e TSR de 10. Com estes parâmetros a NREL sem difusor possui C_p de 0,02. Tal qual discutido para o Difusor 1, uma combinação de fatores (ângulo de *pitch* e TSR) que sem difusor praticamente não convertia energia e que passa a converter. Nota-se ainda, também para o Difusor 2, que para uma faixa de baixos valores de TSR há um pequeno decréscimo de do coeficiente de potência.

5.5.2. Predição de Conversão de Energia

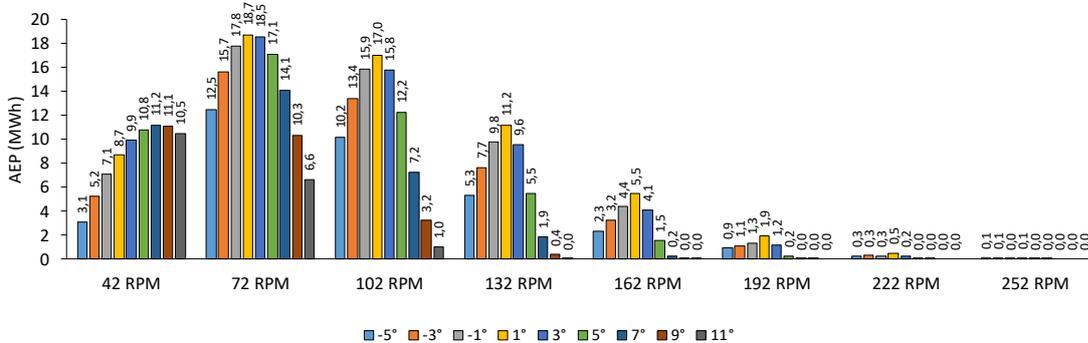
As Figuras 54 a 56 mostram, para a turbina NREL com o Difusor 1, a conversão anual de energia para a distribuição do vento local com velocidades médias do vento $\langle V \rangle = 4 \text{ m/s}$, $\langle V \rangle = 6 \text{ m/s}$ e and $\langle V \rangle = 8 \text{ m/s}$, respectivamente



(d) $v=4 \text{ m/s}; k=1.5$

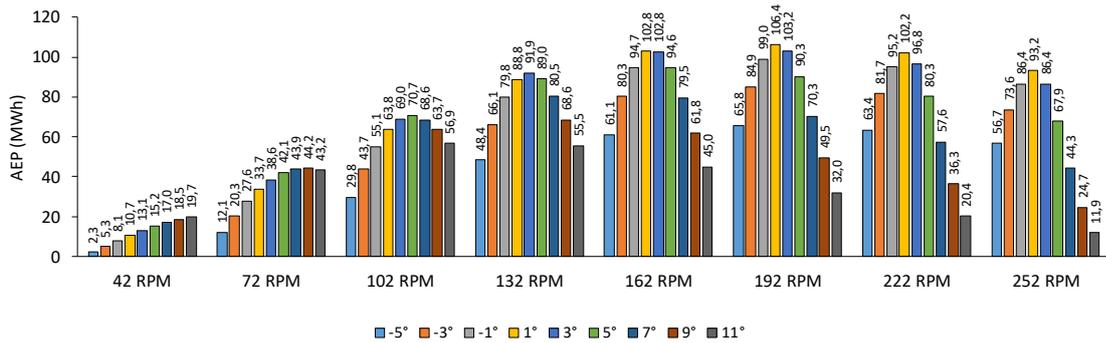


(e) $v=4 \text{ m/s}; k=2.0$

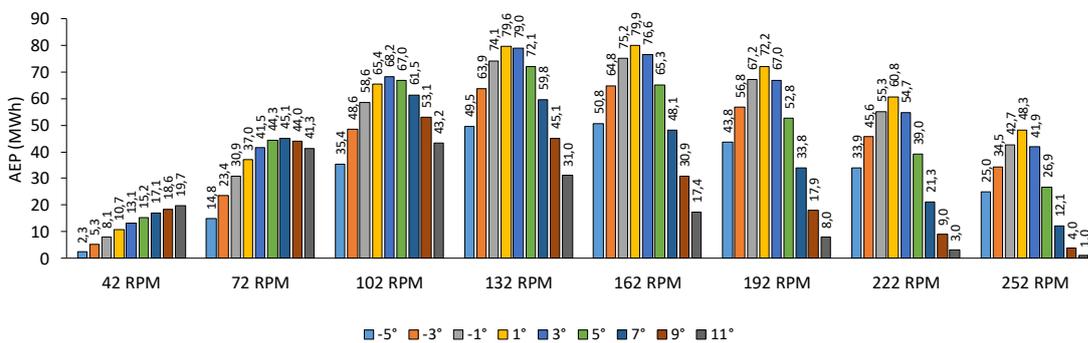


(f) $v=4 \text{ m/s}; k=3.0$

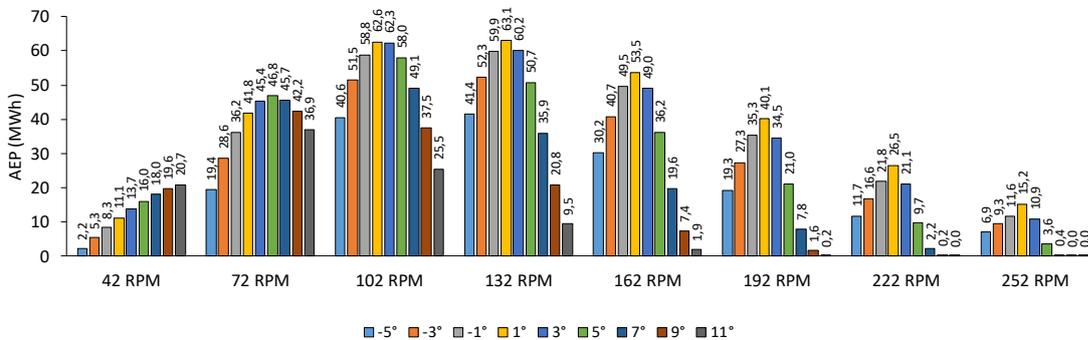
Figura 54: Conversão anual de energia com Difusor 2 para $\langle V \rangle = 4 \text{ m/s}$ e: (a) $k = 1,5$, (b) $k = 2,0$ e (c) $k = 3,0$.



(d) $v=6 \text{ m/s}; k=1.5$



(e) $v=6 \text{ m/s}; k=2.0$



(f) $v=6 \text{ m/s}; k=3.0$

Figura 55: Conversão anual de energia com Difusor 2 para $\langle V \rangle = 6 \text{ m/s}$ e: (a) $k = 1,5$, (b) $k = 2,0$ e (c) $k = 3,0$.

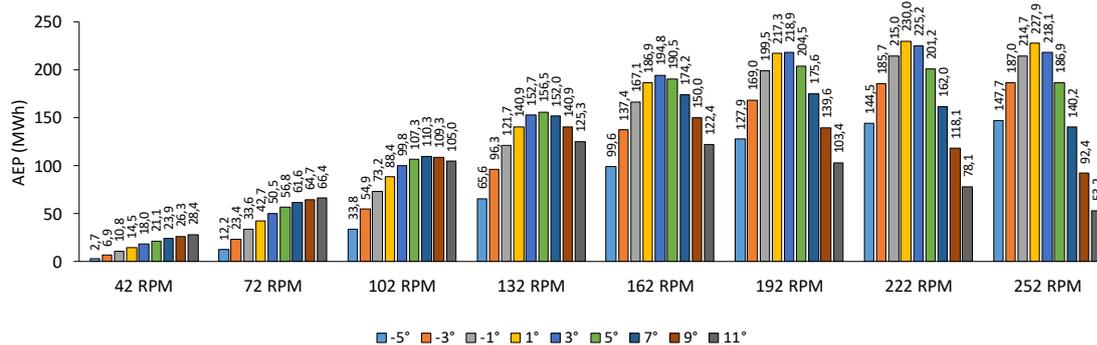
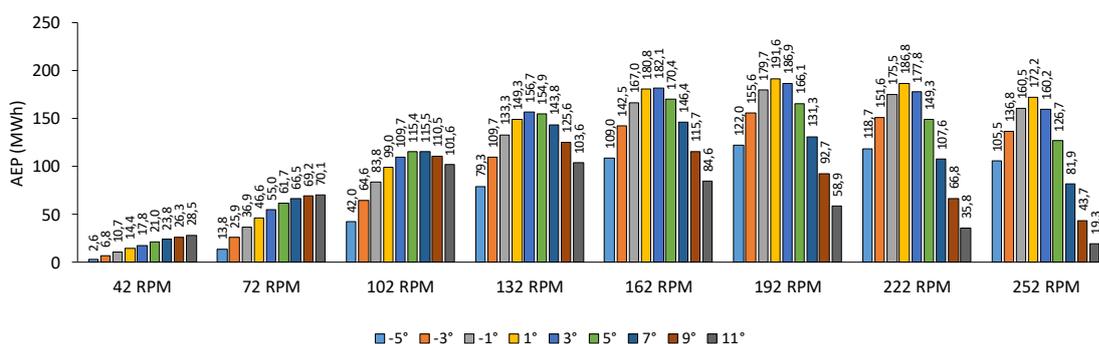
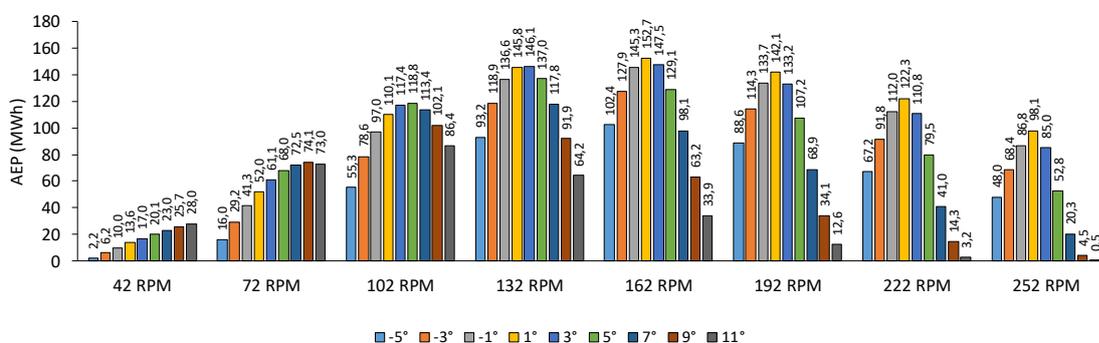
(d) $v=8$ m/s; $k=1.5$ (e) $v=8$ m/s; $k=2.0$ (f) $v=8$ m/s; $k=3.0$

Figura 56: Conversão anual de energia com Difusor 2 para $\langle V \rangle = 8$ m/s e: (a) $k = 1,5$, (b) $k = 2,0$ e (c) $k = 3,0$.

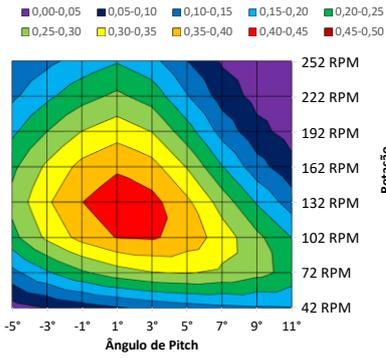
Todas os comentários acerca da AEP para a turbina com Difusor 1 são válidos para a análise da Turbina com Difusor 2 (incluindo a diminuição de conversão de energia para baixos valores de ângulo de *pitch* e rotação).

A Tabela 9 exibe as melhores configurações de ângulo de *pitch* na ponta de pá e rotação para cada regime de ventos analisado. Para todos os regimes estudados, o melhor ângulo de *pitch* é de 1° (mais uma vez próximo ao valor de que leva ao maior C_p). A rotação mais uma aumenta com a velocidade média e diminui com o aumento do fator de forma. As melhores rotações são quase sempre idênticas às melhores rotações para a turbina sem difusor com exceção dos regimes com velocidade média de 4 e 6 m/s e fator de forma de 1,5 (para turbina sem Difusor, nestes casos, as melhores rotações são de 102 e 162 RPM, respectivamente).

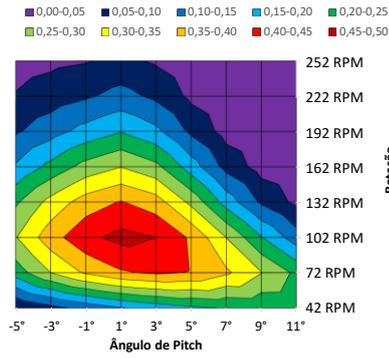
Tabela 9: ECC para melhores configurações para cada regime de ventos com uso de Difusor 2.

Velocidade Média (<V>)	Fator de Forma (k)	Melhor Rotação (RPM)	<i>Pitch</i> na ponta da pá (°)	AEP (MWh)	ECC
4 m/s	1,5	132	1	31,7	0,43
	2,0	102	1	24	0,47
	3,0	72	1	18,7	0,49
6 m/s	1,5	192	1	106,4	0,42
	2,0	162	1	79,9	0,46
	3,0	132	1	63,1	0,49
8 m/s	1,5	222	1	230	0,39
	2,0	192	1	191,6	0,46
	3,0	162	1	152,7	0,50

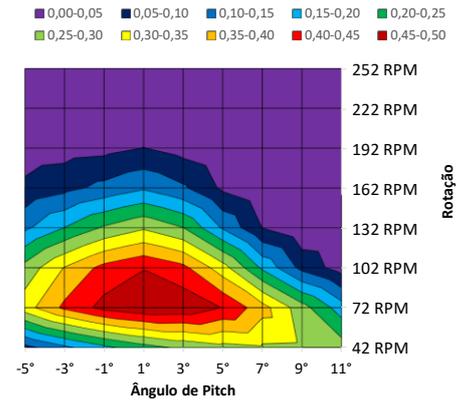
A Figura 57 exibe os valores de ECC com uso do Difusor 2. O comportamento é semelhante ao identificado para turbinas sem difusores e com Difusor, com fatores de forma mais altos levando a maiores ECC mas com mais configurações de baixo ECC).



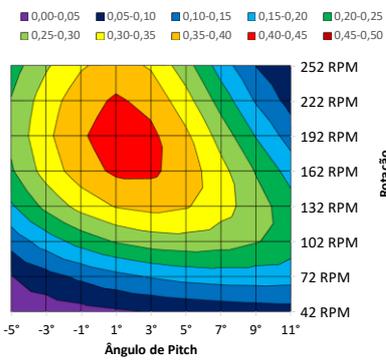
$v=4 \text{ m/s}; k=1,5$



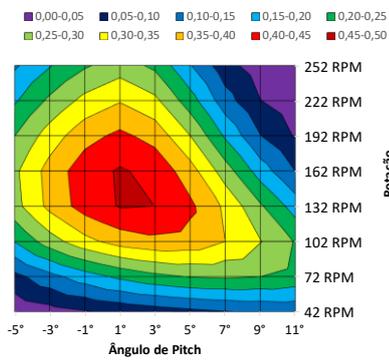
$v=4 \text{ m/s}; k=2,0$



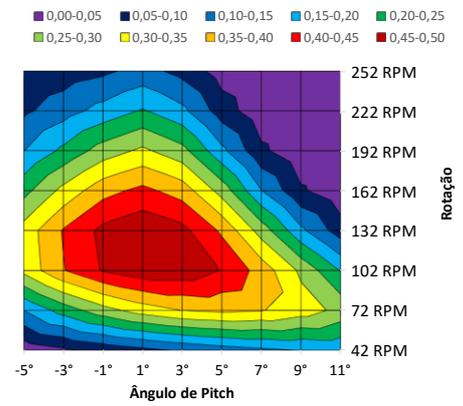
$v=4 \text{ m/s}; k=3,0$



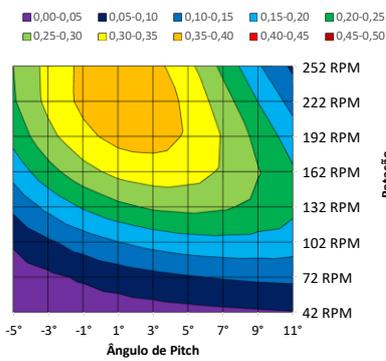
$v=6 \text{ m/s}; k=1,5$



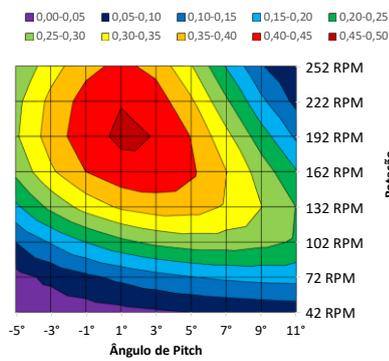
$v=6 \text{ m/s}; k=2,0$



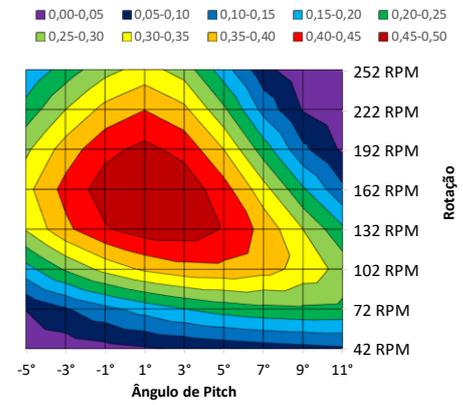
$v=6 \text{ m/s}; k=3,0$



$v=8 \text{ m/s}; k=1,5$



$v=8 \text{ m/s}; k=2,0$



$v=8 \text{ m/s}; k=3,0$

Figura 57: ECC como função do ângulo de *pitch* e do TSR com uso de Difusor

5.6. Comparação entre resultados

Para a análise comparativa entre o desempenho dos Difusores estudados os seguintes casos são analisados:

- NREL: Turbina NREL Phase VI original;
- NREL+D1: Turbina NREL Phase VI original com Difusor 1;
- NREL+D2: Turbina NREL Phase VI original com Difusor 2;
- M-SD: Melhor configuração (de rotação e ângulo de *pitch*) para análise sem difusor;
- M-SD+D1: Melhor configuração para análise sem difusor com Difusor 1;
- M-SD+D2: Melhor configuração para análise sem difusor com Difusor 2;
- M-D1: Melhor configuração para análise com Difusor 1;
- M-D2: Melhor configuração para análise com Difusor 2.

A Figura 58 exibe comparação de AEP para esses casos.

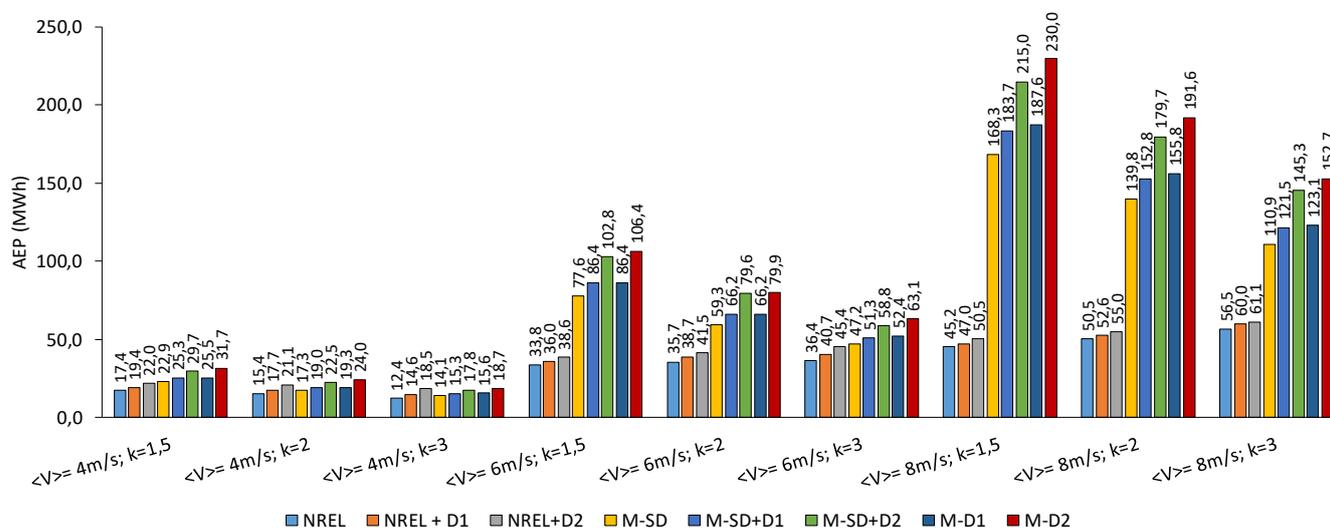


Figura 58: Comparação entre desempenhos de melhores configurações

O Difusor 2, para todos os casos analisados, permite um maior aumento de AEP do que o Difusor 1. Em específico para a aplicação dos difusores na turbina NREL Phase VI original, a Figura 59 compara o aumento de AEP devido à operação com os Difusores.

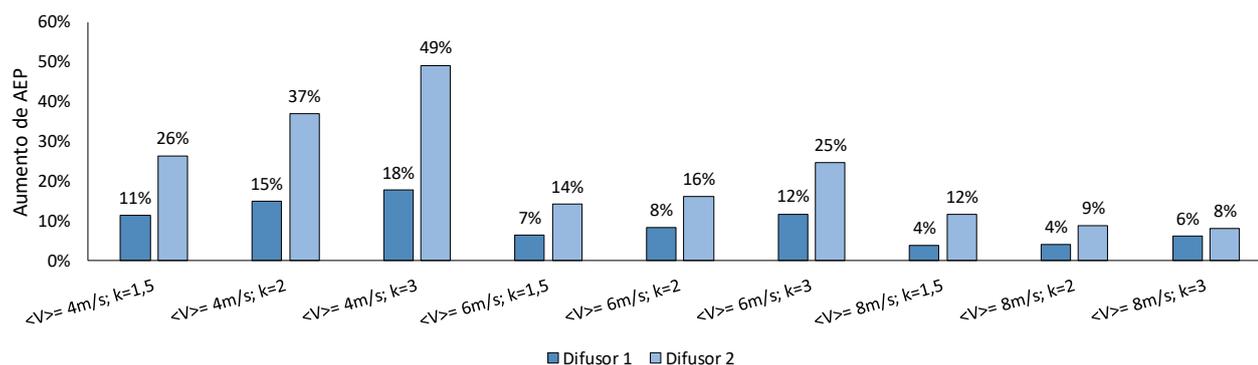


Figura 59: Aumento de AEP para difusores 1 e 2 quando instalados na turbina NREL Phase VI original.

É notório que o aumento de AEP ocasionado pela instalação dos difusores é dependente do regime de ventos ao qual a turbina está sujeita. Para ambos os difusores, menores velocidades médias permitem maiores aumentos de AEP e, com exceção da velocidade média de 8m/s para o Difusor 2.

A Figura 60 apresenta o aumento de AEP devido a instalação dos difusores estudados nas turbinas com melhores configurações (*pitch* e rotação) para operação sem difusores e também o aumento devido à instalação em turbinas com parâmetros ótimos para a operação com difusor.

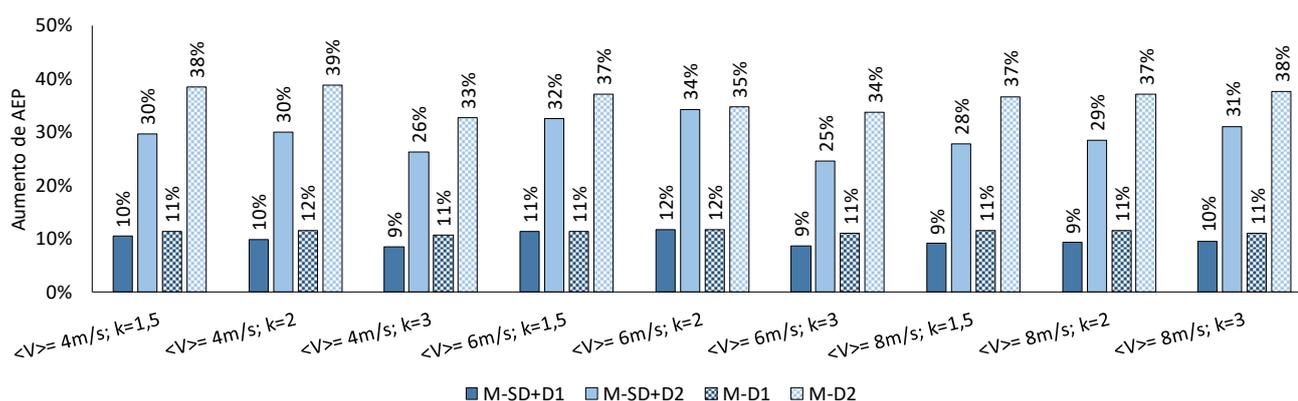


Figura 60: Aumento de AEP para difusores 1 e 2 quando instalados em turbina com parâmetros ótimos para operação sem difusor e com parâmetros ótimos para operação com difusores.

Nesta situação é notório que o aumento de desempenho devido a instalação

dos difusores é menos dependente do regime de ventos quando comparado com os dados da Figura 59. A aplicação dos difusores 1 e 2 à configuração de melhor desempenho para operação sem difusor implicam, em média, num aumento de 9,8% e 29,4% de AEP. Através de uma adoção de parâmetros (rotação e ângulo de *pitch*) mais adequados especificamente à operação com difusores esses aumentos são, com uso dos difusores 1 e 2 respectivamente, 11,3% e 36,3%. Assim, a adoção de parâmetros específicos para a operação com difusores permite um aumento, em média, de 14,7% e 23,5% (para os difusores 1 e 2, respectivamente) do efeito da instalação dos dispositivos. Este aumento para cada um dos regimes de vento estudados está exibido na Figura 61. Os valores para regimes de vento específicos podem ultrapassar 30% (chegando até o valor máximo de 37%).

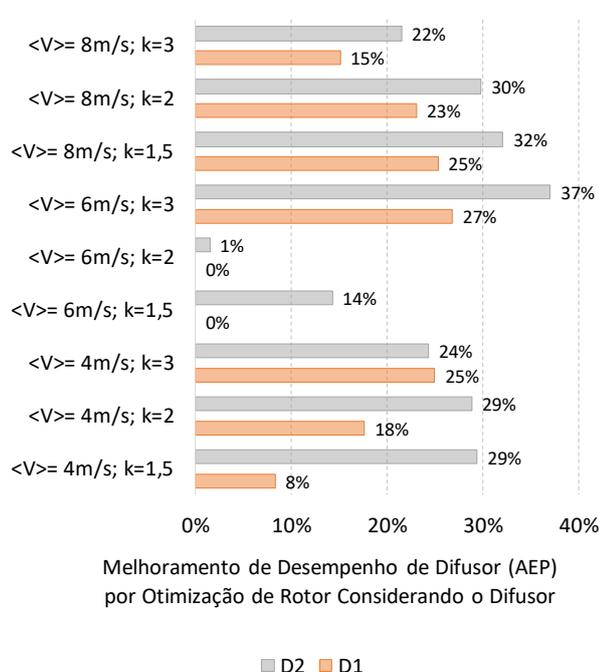


Figura 61: Melhoramento de desempenho por adoção de parâmetros específicos para operação com difusores.

5.7. Considerações sobre altas velocidades de rotação

A grande maioria das melhores configurações para cada distribuição de velocidade do vento está relacionada a velocidades de rotação superiores à velocidade original da NREL Phase VI (72 RPM). Um aspecto a ser observado é a

adequação do modelo aerodinâmico aplicado a essa situação. Os números de Reynolds e Mach aumentam com a velocidade de rotação e as velocidades do vento, possivelmente levando a valores significativamente maiores que os encontrados durante seus testes experimentais (a partir dos dados de validação do modelo). Os números de Reynolds e Mach podem atingir valores de até 2,7 vezes os números máximos de Reynolds e Mach usados para validação do código BEM. Isso é especialmente relevante para o número de Mach, uma vez que existem condições com valores superiores a 0,3 (a situação mais crítica, com rotação de 222 RPM, pode chegar até Mach 0,35), onde a compressibilidade, não contabilizada no presente modelo, passa a ser relevante.

Outro efeito relevante é o ruído gerado. Como afirmado por Burton et al. (2001), o ruído aerodinâmico gerado por uma turbina eólica é aproximadamente proporcional à quinta potência da velocidade da ponta. Isso pode restringir a aplicação das configurações que produzem maior quantidade de energia para locais muito isolados. Existem algumas pesquisas focadas no ruído aerodinâmico da turbina eólica NREL Fase VI, como Cho et al. (2010) e Maizi et al. (2018). Tadamasa e Zangeneh (2009) investigaram numericamente o efeito de velocidades rotacionais mais altas no ruído aerodinâmico gerado pela fase NREL VI e para 210 RPM o ruído gerado é aproximadamente 24 dB maior que o ruído abaixo de 72 RPM. Valores altos de velocidade de rotação também podem representar um desafio ao projeto estrutural das pás. As cargas centrífugas e de fadiga serão aumentadas pela operação em alta velocidade de rotação e atenção especial poderá ser direcionada para isso.

6. Resultados e Discussão: Evolução Diferencial

Os resultados da aplicação de Evolução Diferencial para resolver os problemas de otimização postos na seção 4 são aqui exibidos e discutidos. Ao todo são analisados os dois problemas de otimização postos para cada um dos nove regimes de vento estudados para turbinas sem difusor, com Difusor 1 e com Difusor 2, totalizando assim 54 problemas de otimização tratados. Todo o processamento ocorreu num processador Intel i7-7500 de 2,7 GHz e cada um dos problemas de otimização durou, em média, 40 minutos para ser solucionado.

A evolução das variáveis, da função objetivo e os desvios padrão das populações em função das iterações para maximização de AEP e regime de ventos com distribuição de Weibull com velocidade média 4m/s e fator de forma 1,5 é exibido na Figura 62. A convergência dos demais casos estudados apresenta comportamento parecido e está exibido no Apêndice C.

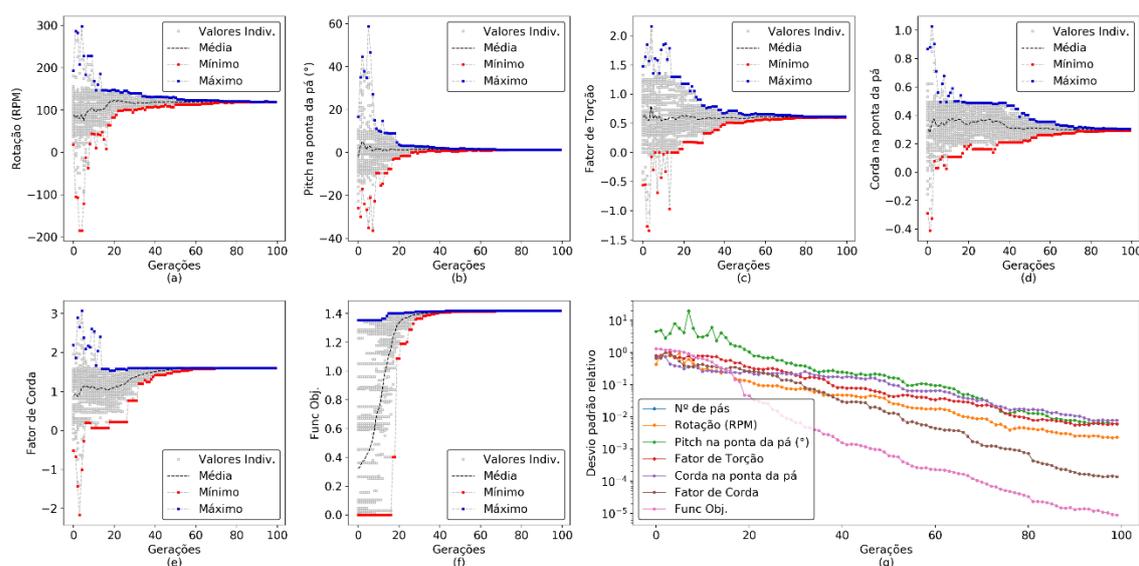


Figura 62: Convergência de algoritmo de evolução diferencial para maximização de AEP para $\langle V \rangle = 4 \text{ m/s}$, $k = 1,5$.

Nota-se, através da Figura 62, que os valores das variáveis, com o passar das gerações, convergem a um único valor, reduzindo assim o desvio padrão das variáveis na população (ainda nas gerações de 60 em diante estão plotados todos os indivíduos, apesar de visualmente ficarem muito próximos uns dos outros). Uma vez que em um

algoritmo de DE a mutação é dada através da diferença entre indivíduos, inicialmente têm-se grandes diferenças, levando a uma exploração global de todo o espaço amostral (*exploration*), numa busca por regiões promissoras. Uma vez identificadas essas regiões, indivíduos fora dessa região não sobrevivem e assim as diferenças entre indivíduos passam a ser menores, e passa-se a um estágio de exploração local (*exploitation*), para a identificação dos valores ótimos dentro das regiões promissoras. Leloudas et al. (2020) identifica esse balanço entre *exploration* e *exploitation* em algoritmos de evolução diferencial como contribuinte para flexibilidade e robustez do método.

Ainda na Figura 62 nota-se o aumento da função objetivo com o passar das iterações. Além de ratificar o direcionamento para um máximo esse comportamento evidencia o elitismo (Eiben e Smith (2015)) no algoritmo de DE, já que seu método de seleção (explicitado pela equação(86)) garante que um indivíduo é substituído por somente quando sua função objetivo é menor ou igual ao à função objetivo do vetor filho.

6.1. Maximização de AEP

As Figuras 63 a 71 exibem as variáveis (rotação, *pitch* na ponta da pá, fator de torção, corda na ponta da pá e fator de corda) e a função objetivo para as soluções ótimas encontradas para os problemas de maximização de AEP para cada um dos regimes de vento considerados para os casos sem defletor (SD), com Defletor 1 (D1) e com Defletor 2 (D2).

Conforme também observado pela análise gráfica (Capítulo 5), as rotações ótimas (Figura 63) aumentam com a velocidade média do regime de ventos tratado e diminuem com o fator de forma de Weibull. Para turbinas com difusores há também aumento de rotação em relação a turbinas sem difusores e isso se justifica pela aceleração causada pelo difusor (a velocidade que de fato incide sobre a turbina é maior na presença de difusores). Para todos os regimes de vento com velocidade média de 8 m/s e para o regime com velocidade média de 6m/s e fator de forma de 1,5 a rotação ótima é 150 RPM, limite imposto ao processo de otimização para minimização de ruído. Conforme qualitativamente observado na análise gráfica, rotações maiores neste regime ocasionariam maiores AEPs. Todas as rotações

analisadas são maiores que a rotação original da NREL Phase VI (72 RPM).

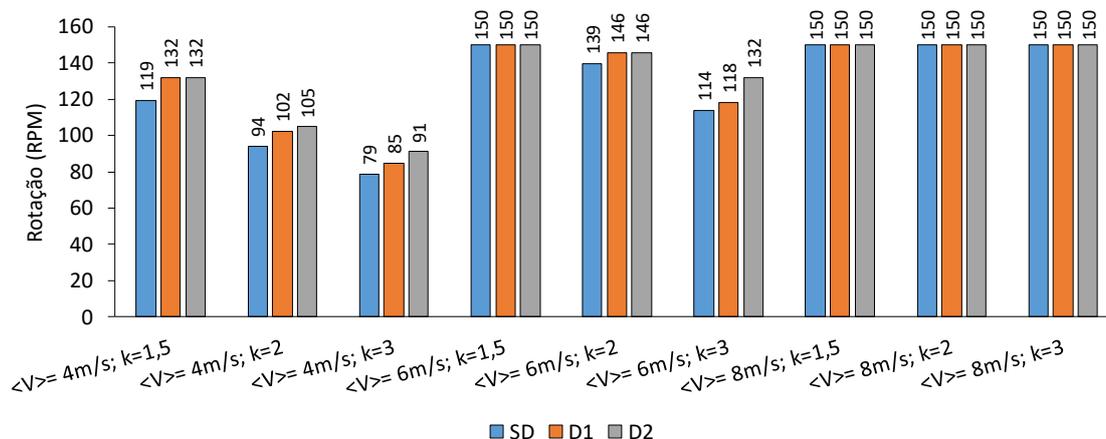


Figura 63: Rotações ótimas para problemas de maximização de AEP.

Os valores ótimos de *pitch* na ponta de pá (Figura 64) tendem a aumentar com o aumento da velocidade média e diminuir com o aumento do fator de forma. O uso de difusores tende ao aumento deste ângulo. Apesar da maioria dos valores apresentarem valores inferiores ao da NREL Phase VI original (3°), algumas configurações com difusores apresentam valores maiores que esse.

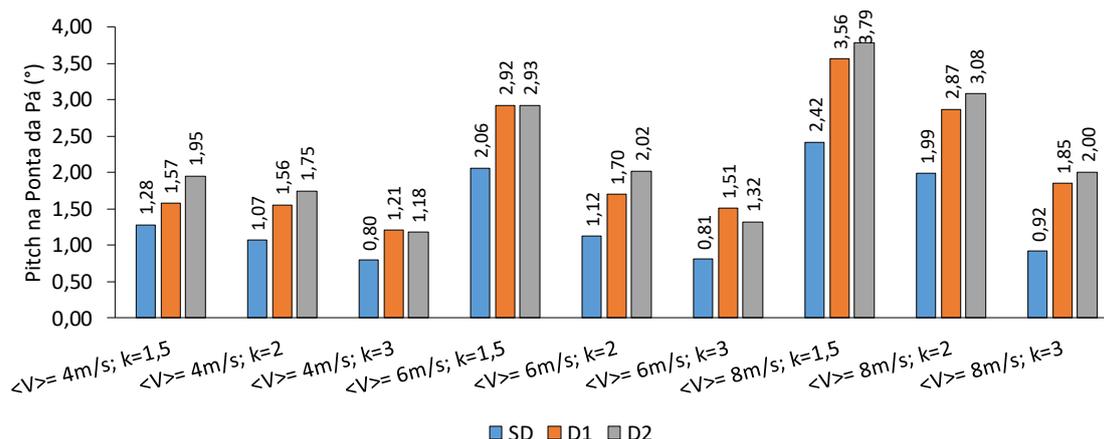


Figura 64: *Pitches* na ponta da pá ótimos para problemas de maximização de AEP.

Com exceção das turbinas ótimas com o Difusor 2 para velocidade de vento média de 8 m/s e fatores de forma de 1,5 e 2, os fatores de torção ótimos (Figura 65) são sempre inferiores que 1 indicando uma turbina ótima menos “torcida” que a original. O fator de torção pra turbinas ótimas com o Difusor 1 é sempre inferior que o valor deste parâmetro para turbinas sem difusores enquanto que para turbinas ótimas com Difusor 2 ele é sempre maior que o valor para turbinas sem difusores. Isto explicita a dependência ótima da turbina com o difusor na qual ela será utilizada. As variáveis já analisadas até aqui também ratificam isso (uma vez que os valores ótimos diferem a depender do Difusor utilizado) mas, em específico para o fator de torção, essa diferença além de quantitativa é também qualitativa.

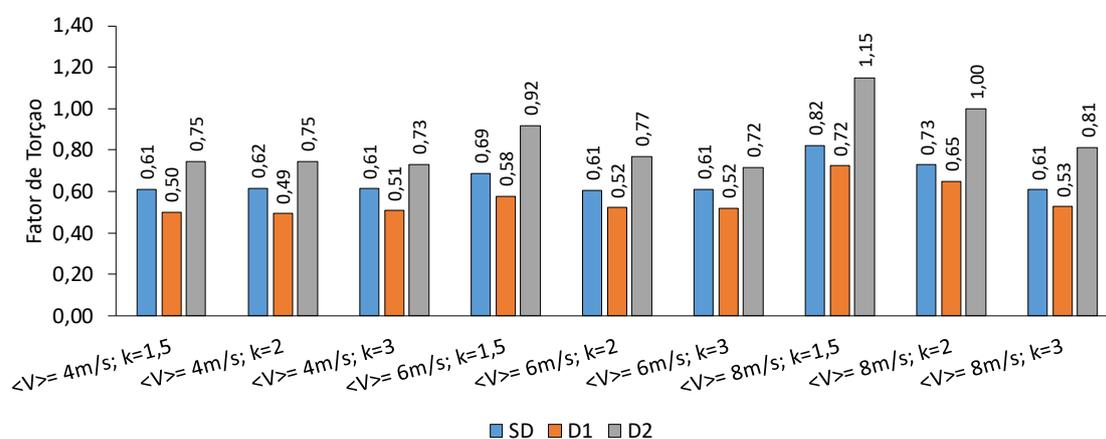


Figura 65: Fatores de torção ótimos para problemas de maximização de AEP.

Para aquelas turbinas que não tiveram sua rotação limitada pelo ruído (isto é, que tiveram rotações ótimas inferiores a 1150 RPM) a corda ótima na ponta da pá (Figura 66) tem valores inferiores ao valor da turbina NREL Phase VI original (0,356 m) e esse parâmetro diminui com o aumento da velocidade média do regime de ventos e com o fator de forma de Weibull. Para três dos regimes de vento que resultaram em rotações de 150 RPM a corda na ponta da pá tem-se valor máximo (0,5 m): para essas, aumento de desempenho não foi possível através do aumento de rotação então o aumento da corda permitirá maiores forças aerodinâmicas, contribuindo positivamente para seu desempenho. Para a velocidade média de 8 m/s e fator de forma de 3,0, no entanto, apesar da rotação está limitada a 150 a corda ótima é inferior ao valor máximo. Para esse regime de ventos a rotação de 150 RPM é, possivelmente,

ligeiramente inferior ao melhor valor possível (uma vez que a rotação ótima diminui com o fator de forma), não exigindo valores tão altos de corda na ponta da pá.

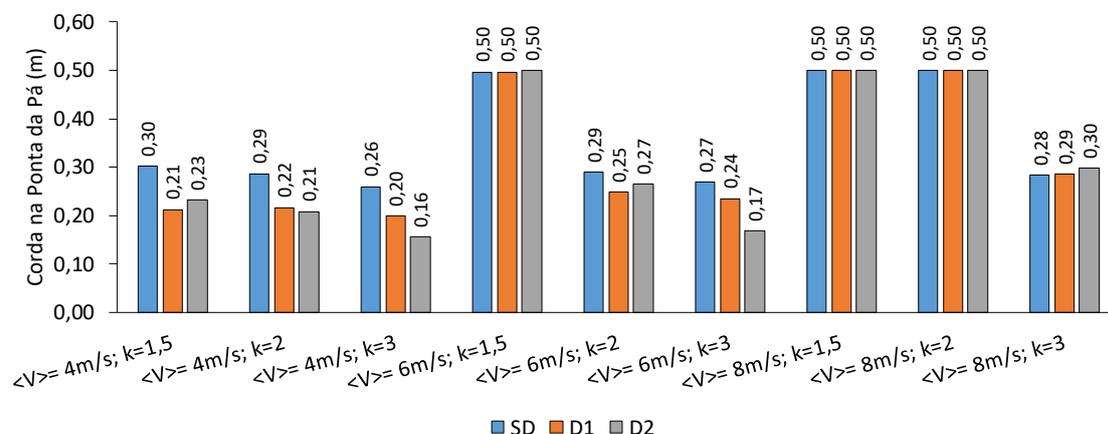


Figura 66: Valores de corda na ponta da pá ótimos para problemas de maximização de AEP.

O fator de corda de todas as turbinas ótimas (Figura 67) para maximização da AEP é de 1,6 (limite superior para esse parâmetro). Esse valor indica que o crescimento da corda (partindo da ponta da pá em direção à sua base) é 60% maior do que o crescimento da NREL Phase VI original. Esse alto fator, principalmente quando aliado a altos valores para a corda na ponta da pá, implica em rotores de muito volume (maiores que o rotor da NREL Phase VI original). A Figura 68 exibe a razão entre o volume do rotor ótimo e volume do rotor da turbina NREL Phase VI original. As turbinas foram limitadas pelo valor máximo de rotação (150 RPM) e que tiveram corda na ponta da pá máxima (0,5 m), aliado ao alto fator de corda, produziram rotores de volume mais de 100% maior que da turbina original. Para o caso com velocidade média de 8 m/s e fator de forma de 3,0 esse volume é menor uma vez que as cordas ótimas são inferiores a 0,5 m.

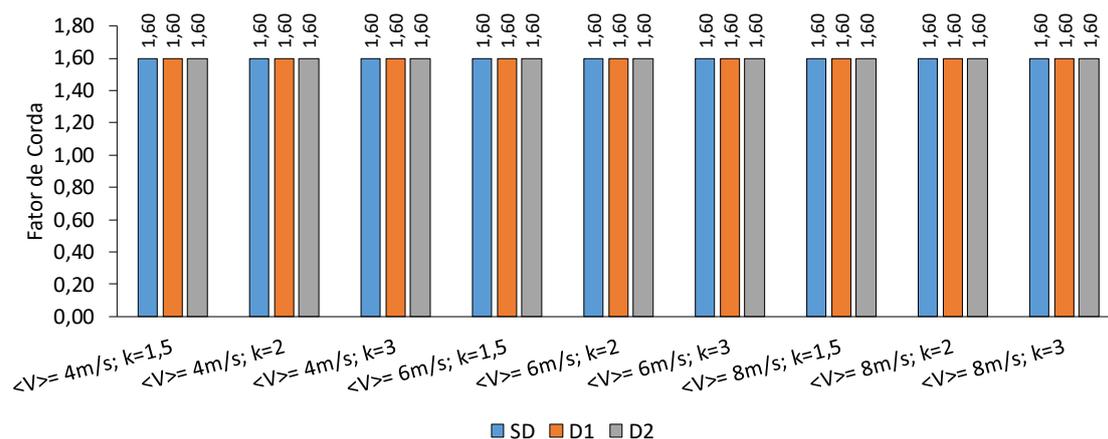


Figura 67: Fatores de corda ótimos para problemas de maximização de AEP.

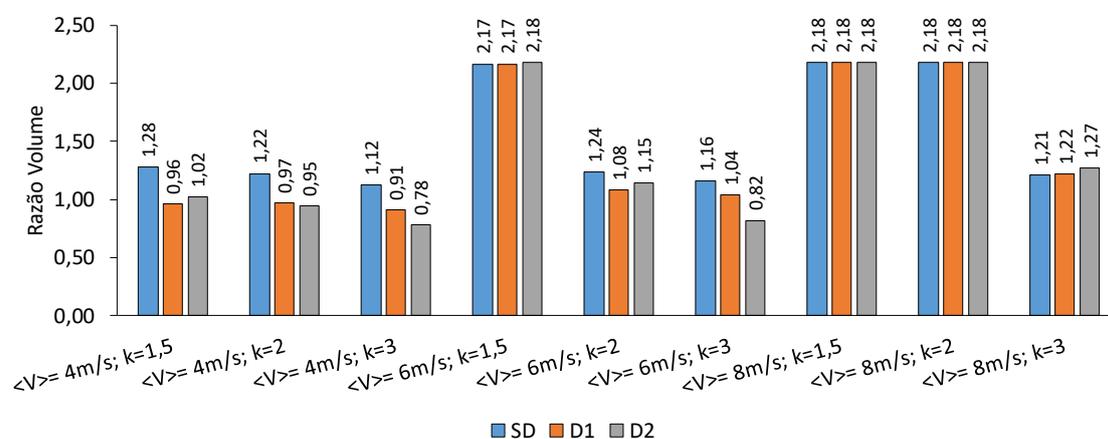


Figura 68: Razão entre volume do rotor ótimo e volume do rotor da turbina NREL Phase VI original para problemas de maximização de AEP.

A solidez do rotor e a máxima solidez local sempre foram mantidas entre os limites impostos à otimização conforme exibem as Figuras 69 e 70.

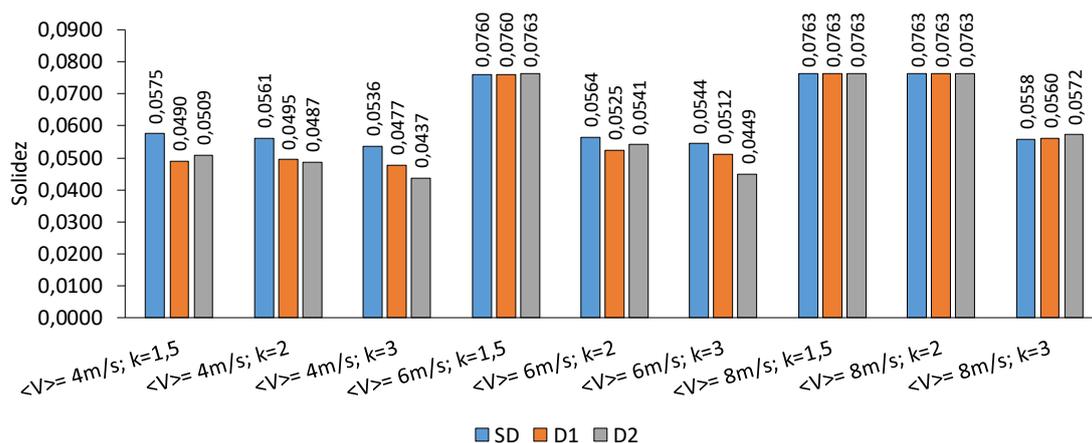


Figura 69: Solidez do rotor para turbinas otimizada para maximização de AEP.

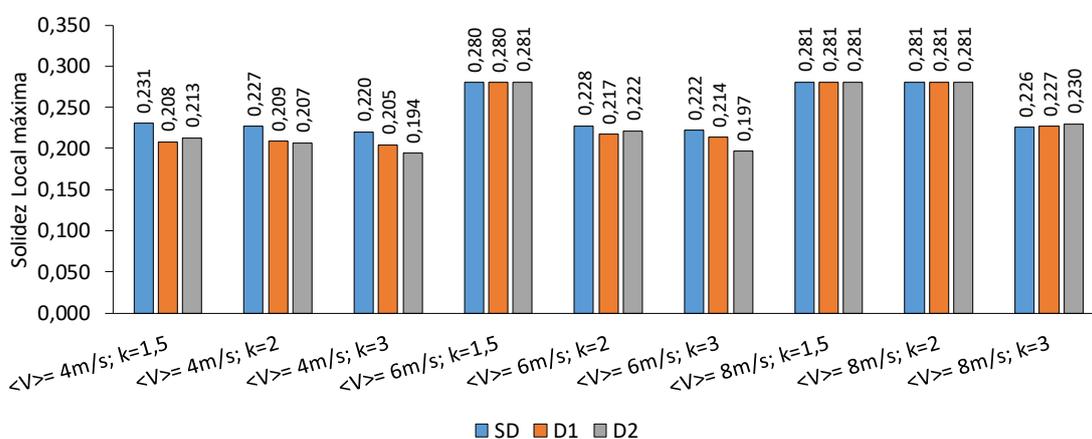


Figura 70: Solidez local máxima para turbinas otimizada para maximização de AEP.

A Figura 71 exibe as funções objetivo das turbinas ótimas para cada regime de ventos estudado. Os aumentos de AEP em relação à NREL Phase VI original são dependentes do regime de vento, sendo maiores para velocidades de vento médias maiores. Isso indica que, conforme já analisado graficamente no capítulo 5, a turbina original é mais adequada para ventos de menor magnitude (se aproximando mais da turbina ótima). O aumento é também sensível ao fator de forma, sendo menor para fatores de forma maiores.

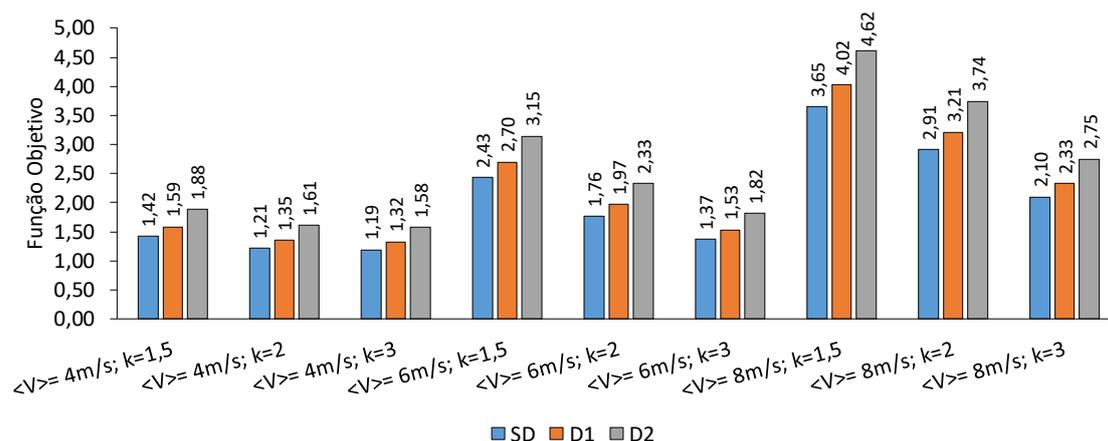


Figura 71: Funções objetivo ótimas para problemas de maximização de AEP.

A otimização da turbina sem difusores incrementa o AEP em entre 19% ($\langle V \rangle = 4 \text{ m/s}$ e $k=3$) e 265% ($\langle V \rangle = 8 \text{ m/s}$ e $k=1,5$). O efeito dos difusores neste aumento máximo é analisado através das Figuras 72 e 73. Nestas, são analisadas 5 diferentes configurações:

- SD: Turbina ótima para operação sem difusor;
- D1: Turbina ótima para operação com Difusor 1;
- D2: Turbina ótima para operação com Difusor 2;
- SD+D1: Turbina ótima para operação sem difusor em operação com Difusor 1;
- SD+D2: Turbina ótima para operação sem difusor em operação com Difusor 2;

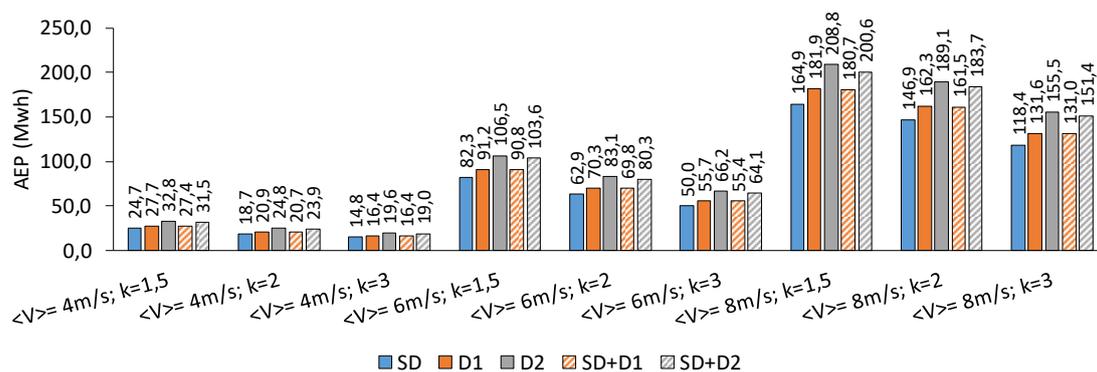


Figura 72: Comparação entre desempenhos de turbinas ótimas com e sem Difusores.

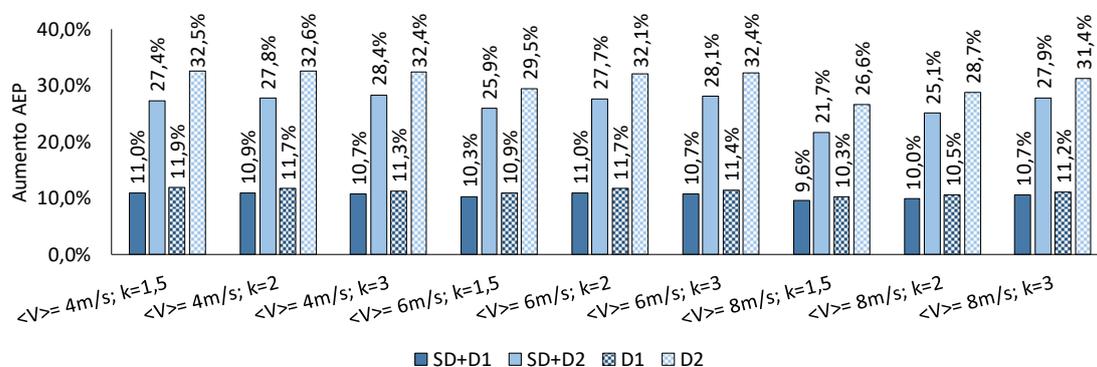


Figura 73: Aumento de AEP para difusores 1 e 2 quando instalados em turbina com parâmetros ótimos para operação sem difusor e com parâmetros ótimos para operação com difusores (otimização DE para maximização de AEP).

A aplicação dos difusores 1 e 2 à turbina para operação sem difusor implica, em média, num aumento de 10,5% e 26,7% de AEP, respectivamente. Através de uma adoção de parâmetros ótimos à operação com difusores esses aumentos são, com uso dos difusores 1 e 2 respectivamente, 11,2% e 30,9%. Assim, a adoção de parâmetros específicos para a operação com difusores permite um aumento, em média, de 6,5% e 16,0% (para os difusores 1 e 2, respectivamente) do efeito da instalação dos dispositivos. Este aumento para cada um dos regimes de vento estudados está exibido na Figura 74. Os valores para regimes de vento específicos podem chegar até a 23%.

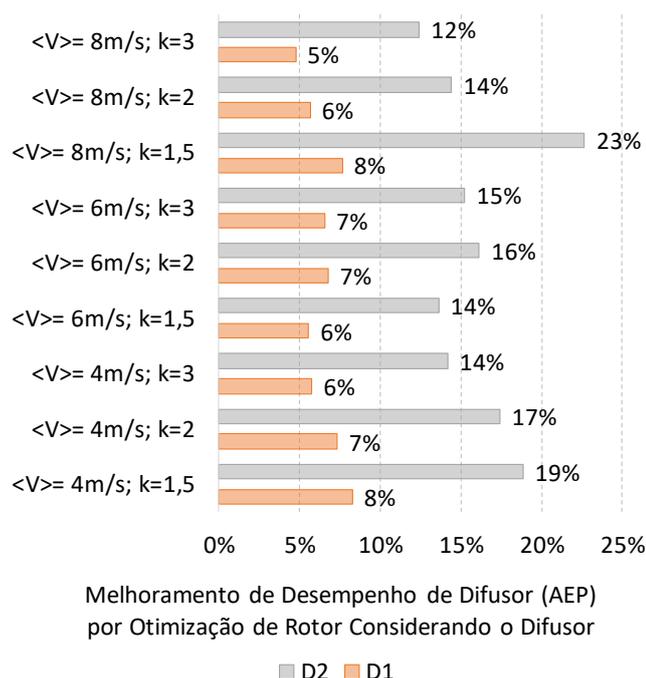


Figura 74: Melhoramento de desempenho por otimização para operação com difusores.

6.2. Maximização de AEP/Volume

As Figuras 75 a 79 exibem as variáveis (rotação, *pitch* na ponta da pá, fator de torção, corda na ponta da pá e fator de corda) e a função objetivo para as soluções ótimas encontradas para os problemas de maximização de AEP/Volume para cada um dos regimes de vento considerados para os casos sem defletor (SD), com Defletor 1 (D1) e com Defletor 2 (D2).

Tal qual observado pela análise gráfica (Capítulo 5) e para a otimização de AEP (seção 6.1), as rotações ótimas (Figura 75) aumentam com a velocidade média do regime de ventos tratado e diminuem com o fator de forma de Weibull. Para turbinas com difusores há também aumento de rotação em relação a turbinas sem difusores. Para 5 das nove distribuições de vento estudadas a rotação de 150 RPM (limite estipulado ao processo de otimização para controle de ruído) é encontrado como rotações ótimas. Todos os valores para maximização de AEP/Volume são superiores aos encontrados para maximização de AEP (exceto aqueles que já tinham atingido a

rotação limite de 150 RPM).

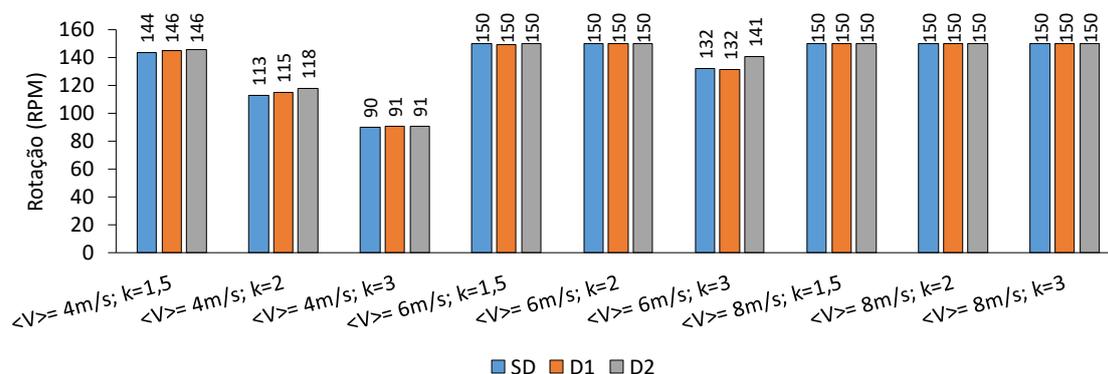


Figura 75: Rotações ótimas para problemas de maximização de AEP/Volume.

Os valores ótimos de *pitch* na ponta de pá (Figura 76) tendem a aumentar com o aumento da velocidade média e diminuir com o aumento do fator de forma. Assim como para otimização de AEP, o uso de difusores tende ao aumento deste ângulo. Os valores encontrados são sempre inferiores aos encontrados para otimização de AEP.

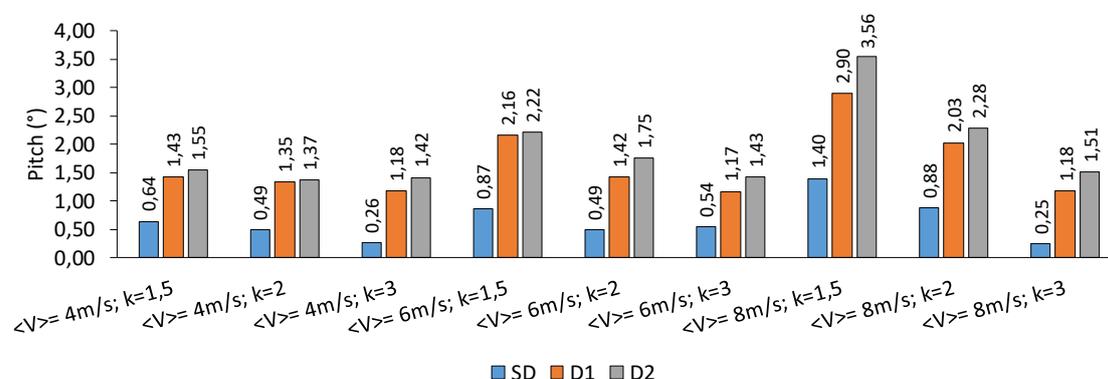


Figura 76: *Pitches* na ponta da pá ótimos para problemas de maximização de AEP/Volume.

O comportamento dos fatores de torção com o regime de ventos (para turbinas sem difusores, com Difusor 1 e com Difusor 2) é qualitativamente semelhante ao comportamento para maximização de AEP, possuindo, no entanto, valores sempre inferiores. Com exceção da turbina ótima para uso do Difusor 2 no regime de ventos

com velocidade média de 8 m/s e fator de forma de 2,0 (que possui fator de forma 1,01), os casos apresentam fatores de torção inferiores ao valor da turbina NREL Phase VI original (1,0), indicando pás menos torcidas.

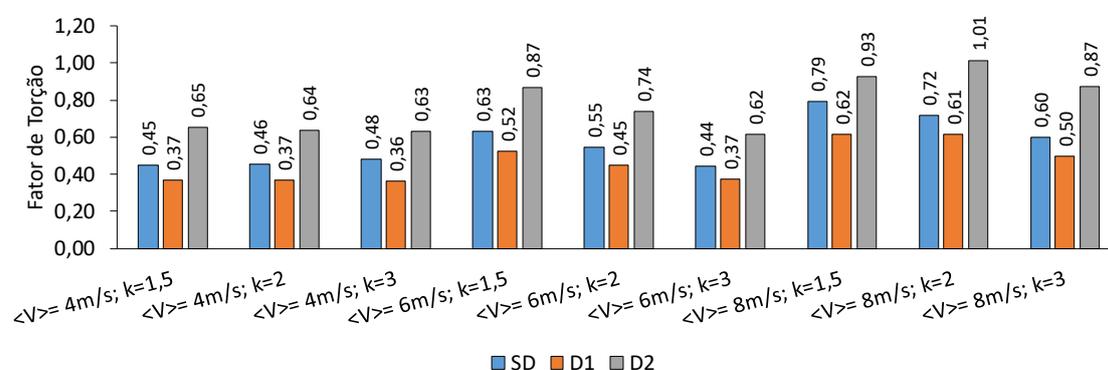


Figura 77: Fatores de torção ótimos para problemas de maximização de AEP/Volume.

Para todas as turbinas analisadas, para maximização de AEP/Volume, todas as turbinas tiveram seus valores de corda na ponta da pá (Figura 78) variando entre 0,29 e 0,36. Esses valores, diferentemente dos problemas de maximização de AEP, nunca atingem o valor máximo permitido ao processo de otimização (0,5).

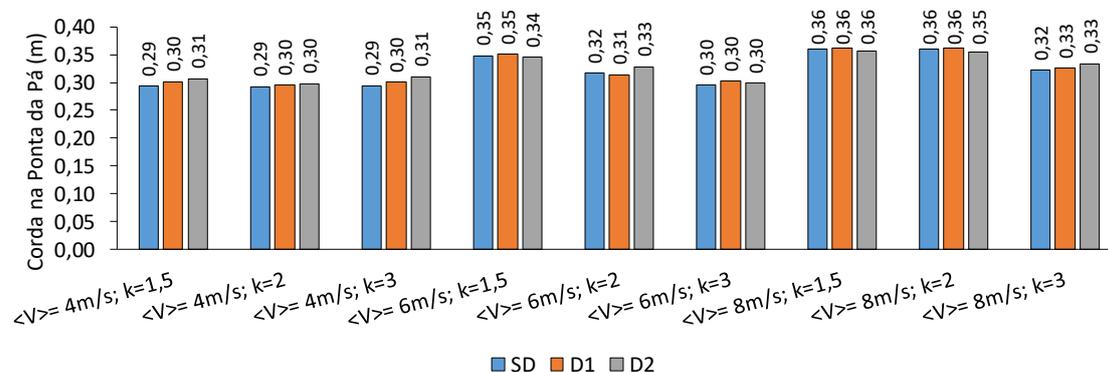


Figura 78: Valores de corda na ponta da pá ótimos para problemas de maximização de AEP/Volume.

A Figura 79 exibe os fatores de corda ótimos para o problema de maximização de AEP/Volume para os regimes de ventos tratados. Diferentemente dos problemas de maximização de AEP (que apresentaram sempre o valor de 1,6 como ótimo), os

valores são baixos, em especial para regimes de vento com velocidade média de 8 m/s e fatores de forma de 1,5 e 2,0, para os quais o valor se aproxima do limite inferior (0) posto ao processo de otimização. Esses baixos valores indicam que não há pouco aumento da corda na base da pá em relação à ponta. Um fator de corda 0 levaria a uma turbina com corda constante.

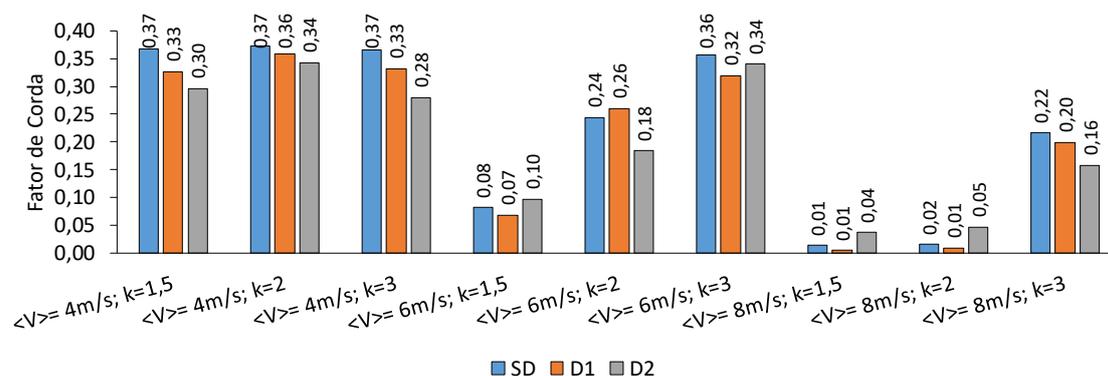


Figura 79: Fatores de corda ótimos para problemas de maximização de AEP/Volume.

Para todos os casos analisados a solidez do rotor (Figura 80) foi igual ao mínimo permitido ao processo de otimização (0,0345). Baixos valores de solidez local máximas foram também encontrados (Figura 81).

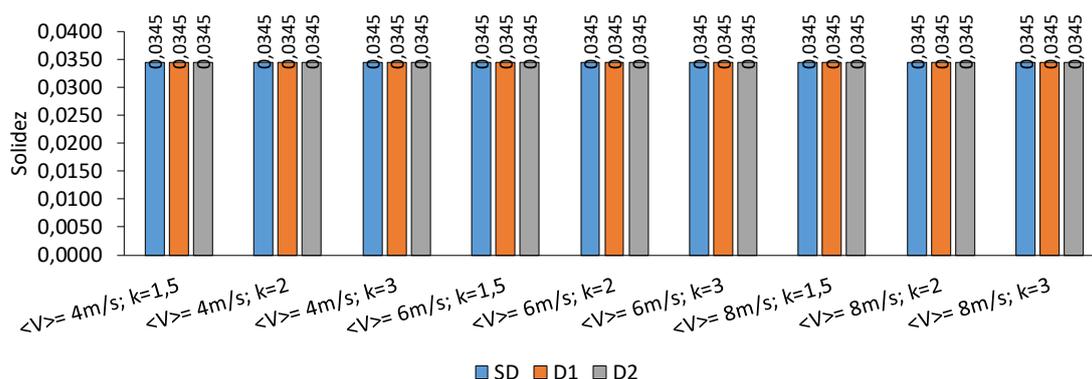


Figura 80: Solidez do rotor para problemas de maximização de AEP/Volume.

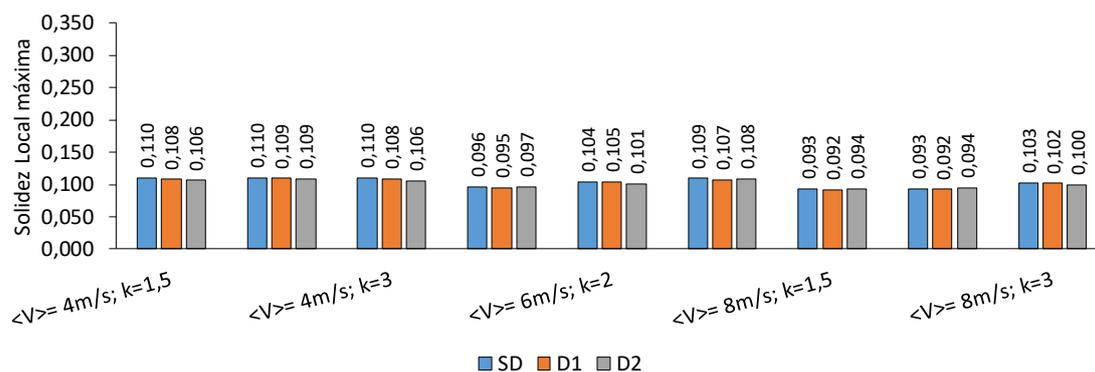


Figura 81: Solidez local máxima para problemas de maximização de AEP/Volume.

A razão entre o volume das turbinas ótimas e o volume da turbina NREL original é exibido na Figura 82. O valor para todas as turbinas é 0,43 (consequência da solidez mínima de 0,0345), denotando menor volume que a turbina NREL Phase VI original.

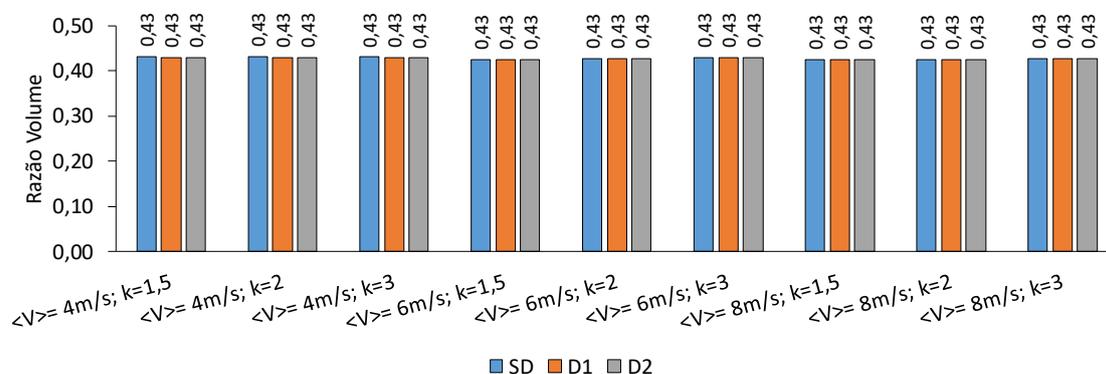


Figura 82: Razão entre volume do rotor ótimo e volume do rotor da turbina NREL Phase VI original para problemas de maximização de AEP/Volume.

Apesar dos menores volumes, as turbinas ótimas, quer seja sem ou com difusor, propiciam aumentos de AEP em relação à NREL Phase VI original (Figura 83). Esses valores são sempre inferiores ao aumento propiciado através da

maximização de AEP mas seguem a mesma tendência qualitativa (maiores aumentos para maiores velocidades médias e menores fatores de forma).

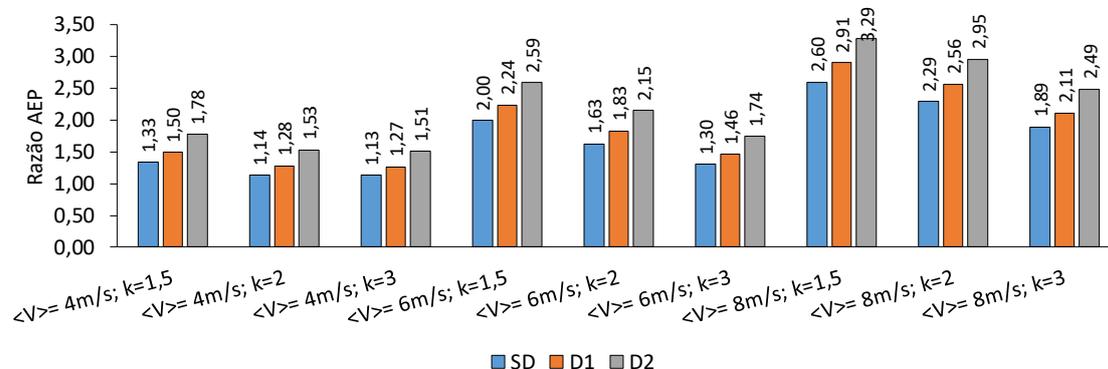


Figura 83: Razão entre AEP do rotor ótimo e AEP do rotor da turbina NREL Phase VI original para problemas de maximização de AEP/Volume.

A partir dos valores das Figuras 82 e 83 têm-se os valores das funções objetivos avaliadas para cada turbina ótima, exibidos na Figura 84.

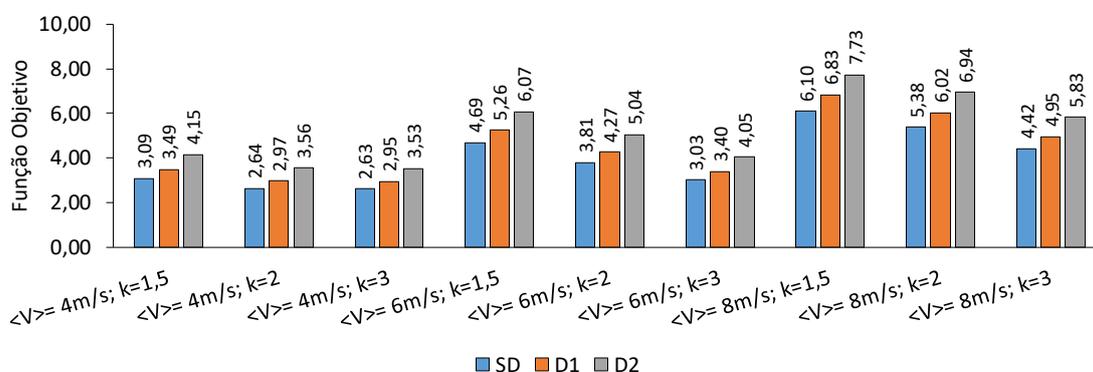


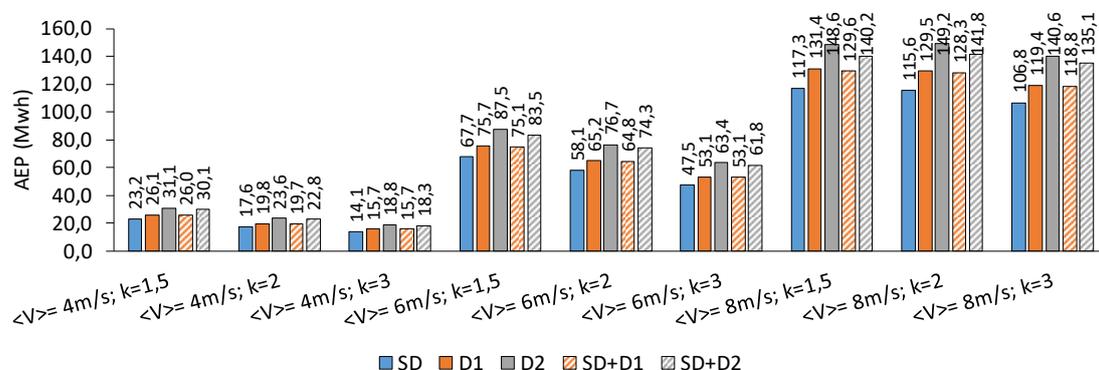
Figura 84: Funções objetivo ótimas para problemas de maximização de AEP/Volume.

O desempenho (AEP e AEP por volume) das turbinas eólicas ótimas com e sem são exibidos na Figura 85. 5 diferentes configurações são consideradas:

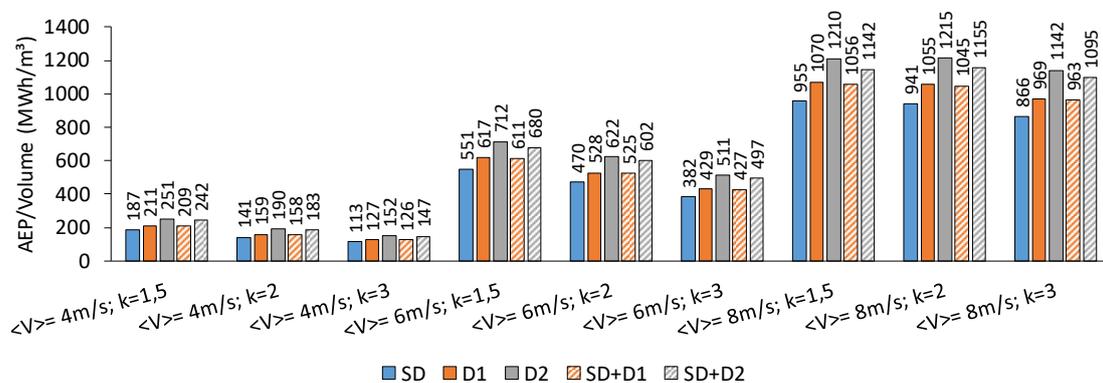
- SD: Turbina ótima para operação sem difusor;
- D1: Turbina ótima para operação com Difusor 1;
- D2: Turbina ótima para operação com Difusor 2;

- SD+D1: Turbina ótima para operação sem difusor em operação com Difusor 1;
- SD+D2: Turbina ótima para operação sem difusor em operação com Difusor 2;

Qualitativamente ambos os gráficos tem comportamento semelhante uma vez que todas as turbinas ótimas para maximização AEP/Volume têm volumes muito parecidos (Figura 82).



(a)

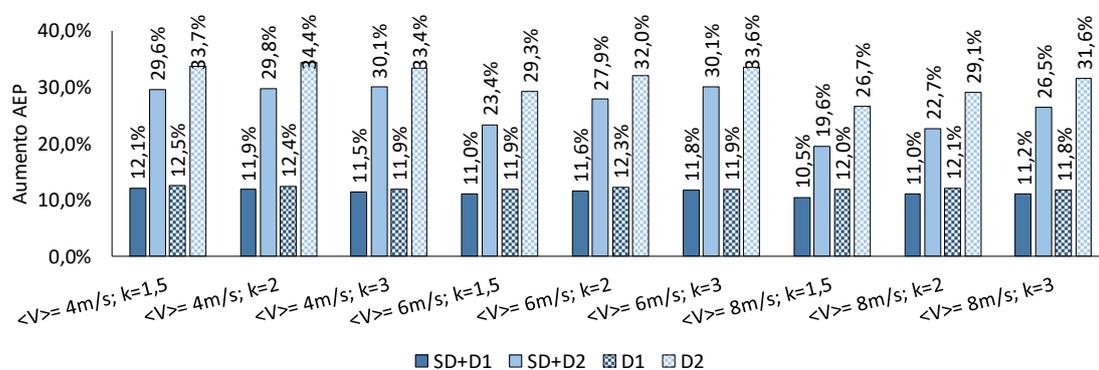


(b)

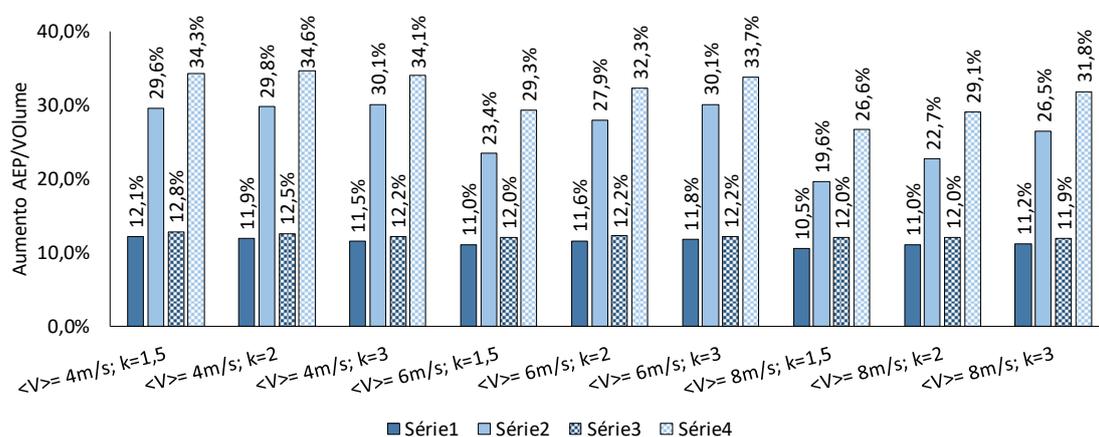
Figura 85: Comparação entre desempenhos de turbinas ótimas com e sem Difusores.

Para todos os casos estudados a otimização prevendo o uso do difusor resulta em maiores valores de AEP e AEP por volume. O incremento nesses valores em

relação à turbina otimizada sem difusor é exibido na Figura 86.



(a)



(b)

Figura 86: Comparação entre desempenhos de difusores para maximização de AEP/Volume.

A aplicação dos difusores 1 e 2 à turbina para operação sem difusor implica, em média, num aumento de 11,4% e 26,6% de AEP ou AEP/Volume (já que em ambos os casos a comparação é feita com o mesmo rotor). Através de uma adoção de parâmetros ótimos à operação com difusores os aumentos de AEP são, com uso dos difusores 1 e 2 respectivamente, 12,1% e 31,5% e, para AEP/Volume, de 12,2% e 31,8% (para Difusores 1 e 2, respectivamente). Assim, a adoção de parâmetros específicos para a operação com difusores permite um aumento, em média, de 6% e 20% (para os difusores 1 e 2, respectivamente) do efeito da instalação dos dispositivos

sobre AEP e de 7% e 20% (para Difusores 1 e 2, respectivamente) no efeito sobre AEP/Volume. Este aumento para cada um dos regimes de vento estudados está exibido na Figura 74. Os valores para regimes de vento específicos podem chegar até a 36%.

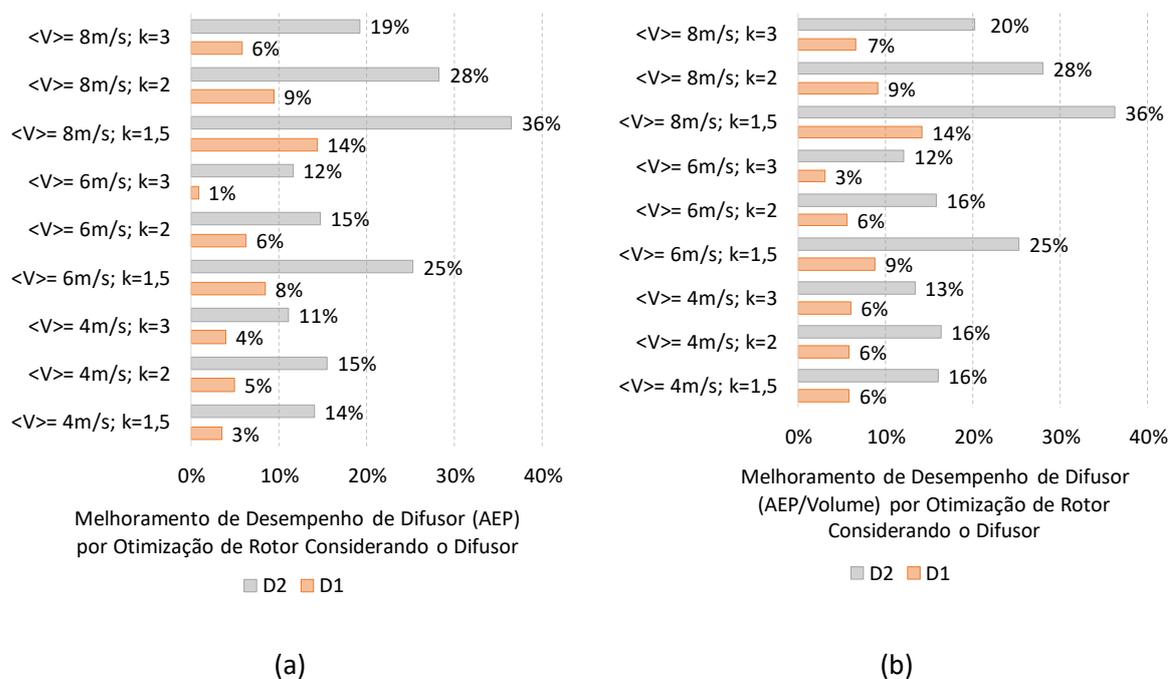


Figura 87: Melhoria de desempenho por otimização para operação com difusores.

6.3. Curvas de Coeficiente de potência

A Figura 88 exibe a distribuição de densidade de energia eólica para um regime de ventos com velocidade média de 4 m/s e os três fatores de forma de Weibull analisados neste trabalho (1,5, 2,0 e 3,0). Conforme o fator de forma aumenta, a energia eólica disponível é mais concentrada e a velocidade na qual essa energia é concentrada é menor. O processo de otimização, como é possível notar através da Figura 89 molda os parâmetros da turbina de tal forma que a eficiência máxima esteja justamente no ponto de maior concentração de energia disponível, levando a altos valores de AEP. Desta forma, turbinas ótimas para operação em regimes de vento com fatores de forma menores têm rotações mais altas do que aquelas para regimes

com fatores de forma mais altos. Esse comportamento pode ser observado nas figuras 63 e 75 para aqueles casos onde a rotação ótima não atinge o limite de 150 RPM (em específico para a velocidade média de 4 m/s nenhuma das turbinas ótimas atinge esse limite).

A presença do difusor, como observado ainda na Figura 89, permite a operação com eficiência maiores nas regiões de maior disponibilidade de energia eólica, contribuindo positivamente também à AEP. Turbinas com pás mais largas (fruto da maximização de AEP) têm curvas de coeficiente de potência mais largas, mantendo valores mais altos de coeficiente de potência para uma maior faixa de velocidades de vento. Pás mais delgadas e com menos volume (fruto da maximização de AEP/Volume) têm curvas mais estreitas, mas com coeficiente de potência máxima não muito distante das turbinas otimizadas para AEP máximo. Desta forma produzem menos energia, mas com volumes significativamente inferiores.

Nota-se também na Figura 89 que a turbina NREL Phase VI original tem seu ponto de máxima eficiência para na região de maior disponibilidade de energia eólica de um regime de ventos com velocidade média de 4 m/s e fator de forma de 3,0. Por isso, nessa ocasião, os processos de otimização resultam em menores melhoramentos (funções objetivo mais baixas).

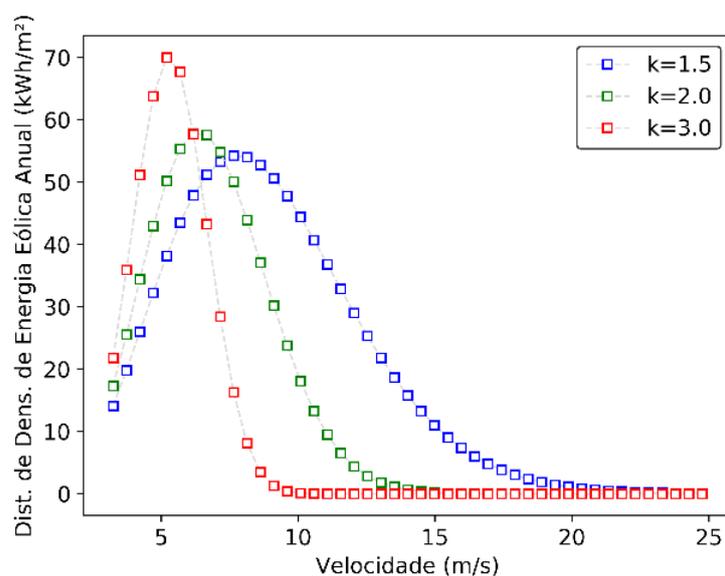
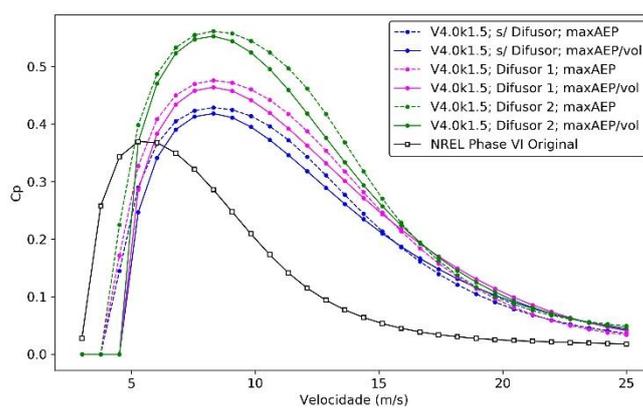
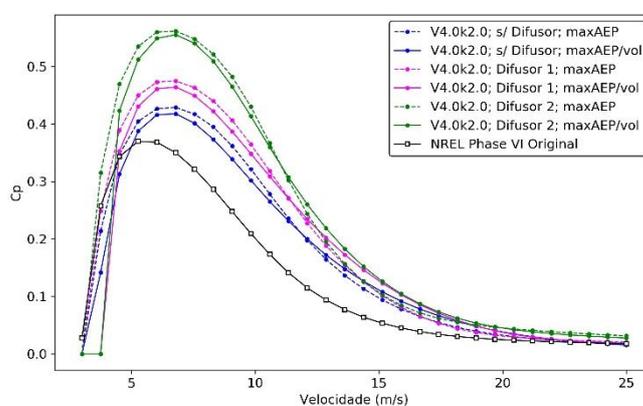


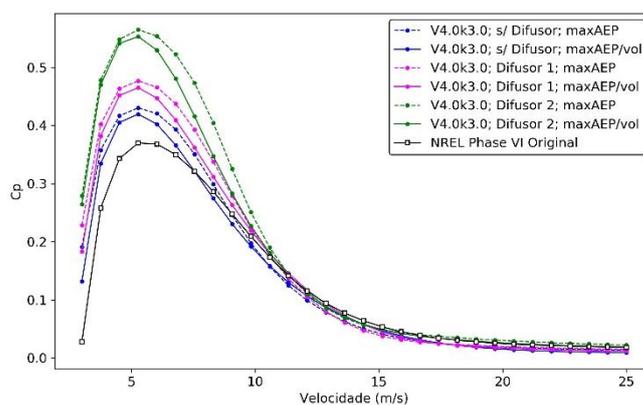
Figura 88: Distribuição de densidade de energia eólica para faixas de velocidade de 0,5 m/s entre 3 e 5 m/s para $\langle V \rangle = 4$ m/s.



(a)



(b)



(c)

Figura 89: Curvas de C_p versus velocidade do vento para turbinas ótimas para $\langle V \rangle = 4$ m/s e diferentes fatores de forma: (a) $k = 1,5$; (b) $k = 2,0$ e (c) $k = 3,0$.

Com o aumento da velocidade média (velocidade média de 6m/s na Figura 90),

as velocidades com maior distribuição de energia eólica aumentam. Para manter a operação com maior eficiência na região de maior disponibilidade de energia eólica as rotações também aumentam. Considerando regimes de vento com velocidade média de 6m/s essas rotações, para os fatores de forma de 1,5 na maximização de AEP e para fatores de forma de 1,5 e 2,0 na maximização de AEP/Volume, precisariam ser maiores que 150 RPM (limite imposto devido à geração de ruído). Assim, na Figura 91, somente no gráfico para fator de forma 3,0 as turbinas conseguem manter a operação com maior coeficiente de potência na região de maior disponibilidade de energia eólica.

Ainda na Figura 91 (em comparação com a Figura 90) percebe-se as regiões de maior disponibilidade de energia eólica se distanciam da operação com os melhores Cps para a turbina NREL Phase VI original. Dessa forma há maior possibilidade de otimização, levando a funções objetivo mais elevadas.

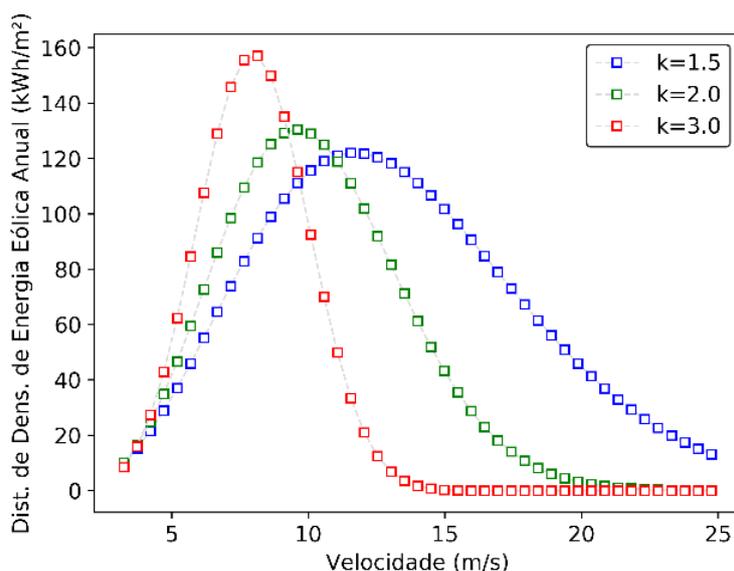
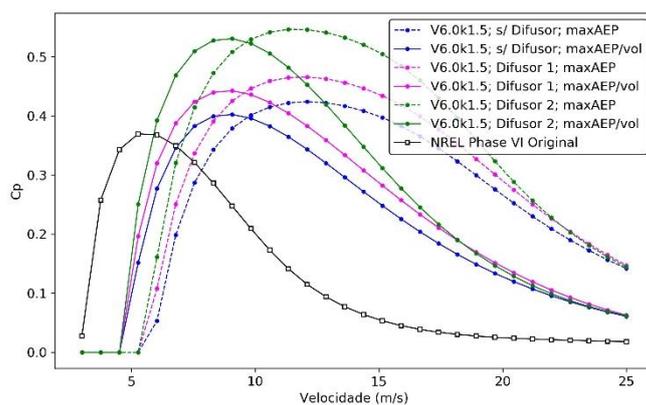
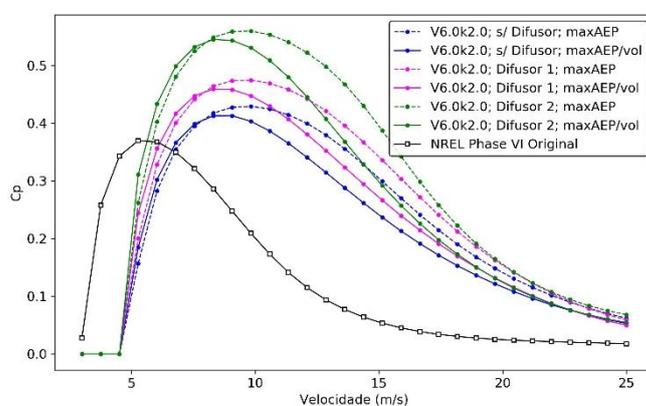


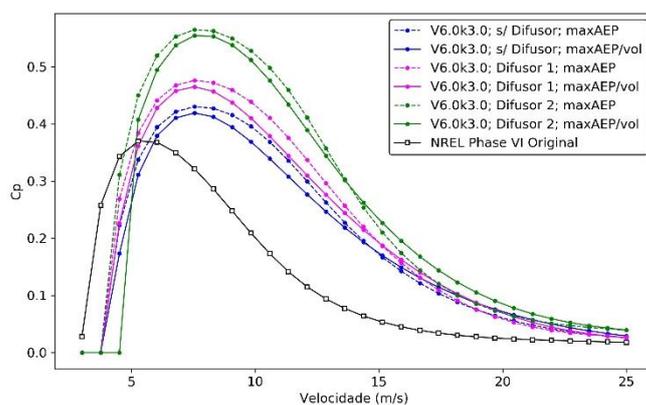
Figura 90: Distribuição de densidade de energia eólica para faixas de velocidade de 0,5 m/s entre 3 e 5 m/s para $\langle V \rangle = 6$ m/s.



(a)



(b)



(c)

Figura 91: Curvas de C_p versus velocidade do vento para turbinas ótimas para $\langle V \rangle = 6$ m/s e diferentes fatores de forma: (a) $k=1,5$; (b) $k=2,0$ e (c) $k=3,0$.

Por fim, para regimes de vento com velocidade média de 8 m/s, as velocidades

de maior disponibilidade de energia eólica aumentam ainda mais (Figura 92) e para qualquer fator de forma a turbina ótima precisaria de rotações superiores a 150 RPM. Assim, em nenhum gráfico da Figura 93 encontra-se o comportamento visto na Figura 91-c ou na Figura 89, onde as turbinas compartilham a mesma velocidade de operação com maior coeficiente de potência. Em específico para o fato de forma 3,0 (Figura 93-c) a velocidade de operação com maior coeficiente de potência se aproxima da velocidade de maior disponibilidade de energia eólica, indicando que 150 RPM não é muito distante da rotação de máxima conversão.

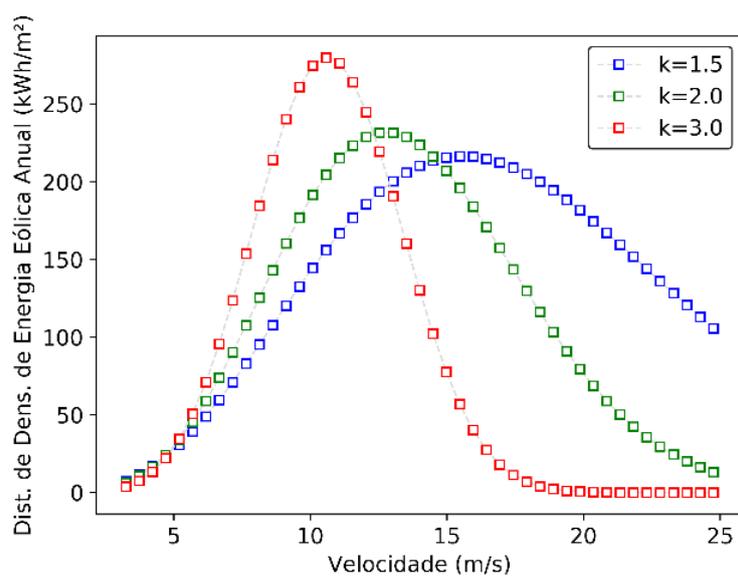
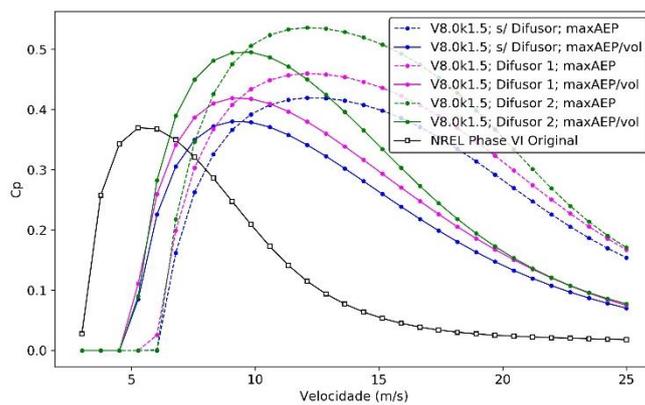
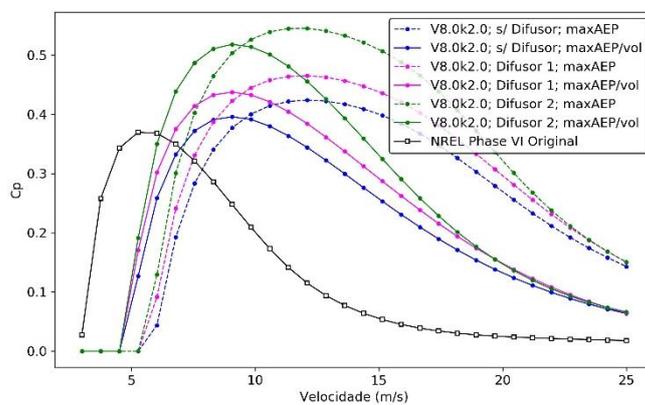


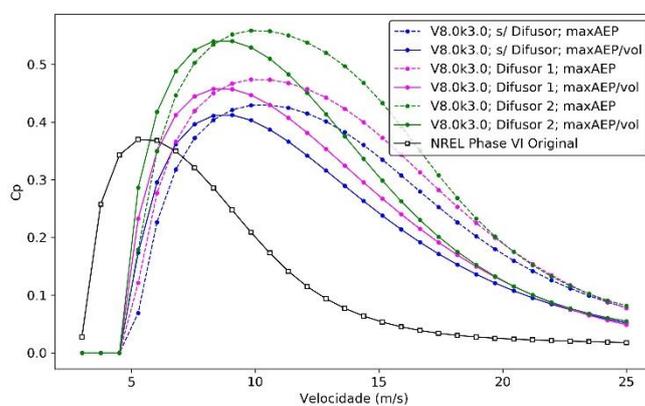
Figura 92: Distribuição de densidade de energia eólica para faixas de velocidade de 0,5 m/s entre 3 e 5 m/s para $\langle V \rangle = 8 \text{ m/s}$.



(a)



(b)



(c)

Figura 93: Curvas de C_p versus velocidade do vento para turbinas ótimas para $\langle V \rangle = 8$ m/s e diferentes fatores de forma: (a) $k = 1,5$; (b) $k = 2,0$ e (c) $k = 3,0$.

7. Conclusão e sugestões de trabalhos futuros

7.1. Conclusão

Foi possível concluir que o método BEM proposto, por considerar efeitos de ineficiência de difusor e possuir um parâmetro de ajuste, permite a avaliação de turbinas eólicas com e sem difusores de maneira satisfatória, com discrepância média em relação a dados experimentais de 4,45% para turbinas sem difusores e 0,28% para turbinas com difusores, valores inferiores a abordagens presentes em literatura.

Através de análise gráfica foi possível concluir que para a turbina NREL Phase VI a rotação ótima é altamente dependente do regime de ventos (tanto em magnitude quando em forma de distribuição) mas que o ângulo de *pitch* ótimo tem pouca variação com o regime. Através da combinação desses fatores, o aumento de energia anual gerada é também altamente dependente do regime de ventos, variando de 12,3% a 272%. O aumento de potência gerada, nestes casos, vem sempre acompanhado de aumento de rotação o que, principalmente em situação de regimes de vento com maiores velocidades médias, podem causar maiores ruídos.

Ainda através da análise gráfica observou-se que o uso de difusores permite aumento de AEP para todos os regimes de vento estudados. Quando aplicados sobre a turbina NREL Phase VI, o difusor proposto por Hoopen (2009) permite aumentos de 4% a 18% de AEP. Já para o uso do Difusor proposto por Silva (2018) esse aumento varia de 8% a 49%.

Para turbinas com rotação e ângulo de *pitch* ajustados para operação sem difusores, a aplicação do Difusor 1 permite aumentos de AEP entre 9% e 12% enquanto a aplicação do Difusor permite aumentos entre 25% e 34%. A adoção de parâmetros especificamente para a operação com difusores permite que o incremento em energia convertida pelo uso do dispositivo seja até 37% maior (a depender do regime de ventos e do difusor analisado).

Concluiu-se também que uma abordagem de otimização com evolução diferencial DE/rand/1 é capaz de tratar devidamente o problema de otimização aerodinâmica estudado. Ao maximizar a AEP utilizando esta abordagem as pás resultantes possuem altos valores de corda que resultando em rotores volumosos e potencialmente caros. O aumento na conversão de energia por esse processo de

otimização, para turbinas sem difusores (quando comparados com a turbina NREL Phase VI, varia de 19% a 265% a depender do regime de ventos estudado. O uso de difusores permite o aumento médio de 10,5% e 26,7% (difusores 1 e 2, respectivamente) da conversão de energia. A maximização específica para a operação com difusores permite aumentar em até 23 % (a depender do difusor e do regime de ventos analisado) o impacto da instalação do dispositivo.

Para maximização da razão entre a AEP e o volume do rotor, pás ótimas apresentam perfil delgado, usualmente com cardas na ponta da pá ligeiramente menores que a turbina NREL Phase VI original, mas com pouco crescimento da corda para regiões mais próximas do hub. Sem a presença de difusores, essas turbinas promovem aumento de AEP que variam de 13% a 160% e possuem rotor com 57% a menos de volume em comparação à NREL Phase VI resultando em aumentos da razão AEP por volume em até 510%. O uso de difusores aumenta ainda a energia convertida por essas turbinas em 11,4% e 26,6% (valores médios para difusores 1 e 2, respectivamente).

Pelo apresentado, conclui-se então que há dependência dos parâmetros ótimos de uma turbina e o regime de ventos onde ela será instalada e que os ganhos devido uso dos difusores são também dependentes desse regime. Apesar de haver ganho com o uso de difusores em turbinas não otimizadas para essa situação, os ganhos são maiores se parâmetros forem determinados para a operação específica com Difusores. Os ganhos pelo uso de difusores dependem também da geometria deles assim como também dependem os parâmetros ótimos para a operação com o dispositivo.

7.2. Sugestões para trabalhos futuros

Uma vez que há alta dependência entre os parâmetros ótimos e a geometria do difusor, sugere-se para trabalhos futuros a incorporação desses parâmetros no processo de otimização. É necessário para isso uma previsão do perfil de velocidades a partir de dados geométricos do difusor e o uso de CFD pode ser uma boa alternativa (seja diretamente no processo de otimização ou num estudo paramétrico para determinação de correlações entre parâmetros geométrico e perfil de aceleração).

O presente trabalho analisa estritamente impactos aerodinâmicos dos

parâmetros de otimização. Muitos destes, no entanto, têm também função estrutural. Dessa forma, é sugerido para trabalhos futuros o estudo de viabilidade estrutural das configurações ótimas apresentadas assim como a incorporação de um modelo estrutural ao processo de otimização. Dessa forma as restrições poderiam representar de forma fiel a viabilidade estrutural durante o processo de otimização.

Sugere-se ainda a realização de ensaios experimentais rigorosos e documentados sobre turbinas eólicas equipadas com difusores. Há, em comparação com turbinas sem difusores, poucos trabalhos experimentais com dados confiáveis e informações suficientes para uma validação mais robusta de modelos numéricos propostos ou para verificação de desempenho de configurações de interesse.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

A.R., Sudhamshu; PANDEY, Manik Chandra; SUNIL, Nivedh; N.S., Satish; MUGUNDHAN, Vivek; VELAMATI, Ratna Kishore. Numerical study of effect of pitch angle on performance characteristics of a HAWT. **Engineering Science And Technology, An International Journal**, [S.L.], v. 19, n. 1, p. 632-641, mar. 2016. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jestch.2015.09.010>.

ABE, K.; NISHIDA, M.; SAKURAI, A.; OHYA, Y.; KIHARA, H.; WADA, E.; SATO, K.. Experimental and numerical investigations of flow fields behind a small wind turbine with a flanged diffuser. **Journal Of Wind Engineering And Industrial Aerodynamics**, [S.L.], v. 93, n. 12, p. 951-970, dez. 2005. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jweia.2005.09.003>.

ABE, Ken-Ichi; OHYA, Yuji. An investigation of flow fields around flanged diffusers using CFD. **Journal Of Wind Engineering And Industrial Aerodynamics**, [S.L.], v. 92, n. 3-4, p. 315-330, mar. 2004. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jweia.2003.12.003>.

ABEEÓLICA. **Boletim Anual de Geração Eólica 2019**. São Paulo: Associação Brasileira de Energia Eólica, 2020.

ANDERSON JUNIOR, John D. **Fundamentals of Aerodynamics**. 2. ed. Maryland: McGraw-Hill, 1991.

ANSARI, M.; NOBARI, M.R.H.; AMANI, E.. Determination of pitch angles and wind speeds ranges to improve wind turbine performance when using blade tip plates. **Renewable Energy**, [S.L.], v. 140, p. 957-969, set. 2019. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2019.03.119>.

BADAWY, M.T.s.; ALY, M.e.. Theoretical Demonstration of Diffuser Augmented wind Turbine Performance. **World Renewable Energy Congress VI**, [S.L.], p. 2300-2303, 2000. Elsevier. <http://dx.doi.org/10.1016/b978-008043865-8/50497-9>.

BASEER, M.A.; MEYER, J.P.; REHMAN, S.; ALAM, Md. Mahbub. Wind power characteristics of seven data collection sites in Jubail, Saudi Arabia using Weibull parameters. **Renewable Energy**, [S.L.], v. 102, p. 35-49, mar. 2017. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2016.10.040>.

BATTISTI, L.; BENINI, E.; BRIGHENTI, A.; DELL'ANNA, S.; CASTELLI, M. Raciti. Small wind turbine effectiveness in the urban environment. **Renewable Energy**, [S.L.], v. 129, p. 102-113, dez. 2018. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2018.05.062>.

BAVANISH, B.; THYAGARAJAN, K.. Optimization of power coefficient on a horizontal axis wind turbine using BEM theory. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**, [S.L.], v. 26, p. 169-182, out. 2013. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.05.009>.

BERSINI, H.; DORIGO, M.; LANGERMAN, S.; SERONT, G.; GAMBARDELLA, L.. Results of the first international contest on evolutionary optimisation (1st ICEO). **Proceedings Of IEEE International Conference On Evolutionary Computation**, [S.L.], p. 611-615, jun. 1996. IEEE. <http://dx.doi.org/10.1109/icec.1996.542670>.

BILAL; PANT, Millie; ZAHEER, Hira; GARCIA-HERNANDEZ, Laura; ABRAHAM, Ajith. Differential Evolution: a review of more than two decades of research. **Engineering Applications Of Artificial Intelligence**, [S.L.], v. 90, abr. 2020. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.engappai.2020.103479>.

BLANCO, María Isabel. The economics of wind energy. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**, [S.L.], v. 13, n. 6-7, p. 1372-1382, ago. 2009. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2008.09.004>.

BUKALA, Jakub; DAMAZIAK, Krzysztof; KROSZCZYNSKI, Krzysztof; KRZESZOWIEC, Marcin; MALACHOWSKI, Jerzy. Investigation of parameters influencing the efficiency of small wind turbines. **Journal Of Wind Engineering And Industrial Aerodynamics**, [S.L.], v. 146, p. 29-38, nov. 2015. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jweia.2015.06.017>.

BURTON, Tony; SHARPE, David; JENKINS, Nick; BOSSANYI, Ervin. **Wind Energy Handbook**. Chichester: John Wiley & Sons, 2001.

CARRIGAN, Travis J.; DENNIS, Brian H.; HAN, Zhen X.; WANG, Bo P.. Aerodynamic Shape Optimization of a Vertical-Axis Wind Turbine Using Differential Evolution. **ISRN Renewable Energy**, [S.L.], v. 2012, p. 1-16, 2012. Hindawi Limited. <http://dx.doi.org/10.5402/2012/528418>.

CHEHOURI, Adam *et al.* Review of performance optimization techniques applied to wind turbines. **Applied Energy**, [S.L.], v. 142, p. 361-388, mar. 2015. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.12.043>.

CHEN, Jincheng; WANG, Feng; STELSON, Kim A.. A mathematical approach to minimizing the cost of energy for large utility wind turbines. **Applied Energy**, [S.L.], v. 228, p. 1413-1422, out. 2018. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.06.150>.

CHEN, Yu-Jen; TSAI, Yi-Feng; HUANG, Chang-Chi; LI, Meng-Hsien; HSIAO, Fei-Bin. The Design and Analysis of Passive Pitch Control for Horizontal Axis Wind Turbine. **Energy Procedia**, [S.L.], v. 61, p. 683-686, 2014. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.942>.

CHO, Taehwan; KIM, Cheolwan. Wind tunnel test for the NREL phase VI rotor with 2 m diameter. **Renewable Energy**, [S.L.], v. 65, p. 265-274, maio 2014. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2013.10.009>.

CHO, Taehwan; KIM, Cheolwan; LEE, Duckjoo. Acoustic measurement for 12% scaled model of NREL Phase VI wind turbine by using beamforming. **Current Applied Physics**, [S.L.], v. 10, n. 2, p. S320-S325, mar. 2010. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.cap.2009.11.035>.

CLIFTON-SMITH, M J; WOOD, D H. Further dual purpose evolutionary optimization of small wind turbine blades. **Journal Of Physics: Conference Series**, [S.L.], v. 75, 1 jul. 2007. IOP Publishing. <http://dx.doi.org/10.1088/1742-6596/75/1/012017>.

DAS, Swagatam; MULLICK, Sankha Subhra; SUGANTHAN, P.N.. Recent advances in differential evolution – An updated survey. **Swarm And Evolutionary Computation**, [S.L.], v. 27, p. 1-30, abr. 2016. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.swevo.2016.01.004>.

DICK, E.. Momentum analysis of wind energy concentrator systems. **Energy Conversion And Management**, [S.L.], v. 24, n. 1, p. 19-25, jan. 1984. Elsevier BV. [http://dx.doi.org/10.1016/0196-8904\(84\)90047-5](http://dx.doi.org/10.1016/0196-8904(84)90047-5).

DIVEUX, T.; SEBASTIAN, P.; BERNARD, D.; PUIGGALI, J. R.; GRANDIDIER, J. Y.. Horizontal axis wind turbine systems: optimization using genetic algorithms. **Wind Energy**, [S.L.], v. 4, n. 4, p. 151-171, out. 2001. Wiley. <http://dx.doi.org/10.1002/we.51>.

DUAN, Hongbo. Emissions and temperature benefits: the role of wind power in China. **Environmental Research**, [S.L.], v. 152, p. 342-350, jan. 2017. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.envres.2016.07.016>.

EIBEN, A. E.; SMITH, J. E.. **Introduction to Evolutionary Computing**. 2. ed. [S. L.]: Springer, 2015.

EKE, G B; ONYEWUDIALA, J I. Optimization of Wind Turbine Blades Using Genetic Algorithm. **Global Journal Of Researches In Engineering**. S. L., p. 22-26. dez. 2010.

EL KHCHINE, Y.; SRITI, M.. Tip Loss Factor Effects on Aerodynamic Performances of Horizontal Axis Wind Turbine. **Energy Procedia**, [S.L.], v. 118, p 136-140 ago. 2017. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2017.07.028>.

EL-ZAHABY, Aly M.; KABEEL, A.e.; ELSAYED, S.s.; OBIAA, M.F.. CFD analysis of flow fields for shrouded wind turbine's diffuser model with different flange angles. **Alexandria Engineering Journal**, [S.L.], v. 56, n. 1, p. 171-179, mar. 2017. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.aej.2016.08.036>.

FINGERSH, L.; HAND, M.; LAXSON, A.. **Wind Turbine Design Cost and Scaling Model**. Golden: National Renewable Energy Laboratory, 2006.

FORBES, Catherine; EVANS, Merran; HASTINGS, Nicholas; PEACOCK, Brian. **Statistical Distributions**. 4. ed. Hoboken: John Wiley & Sons, 2011.

FOREMAN, K.M.; GILBERT, B.; OMAN, R.A.. Diffuser augmentation of wind turbines. **Solar Energy**, [S.L.], v. 20, n. 4, p. 305-311, 1978. Elsevier BV. [http://dx.doi.org/10.1016/0038-092x\(78\)90122-6](http://dx.doi.org/10.1016/0038-092x(78)90122-6).

FUGLSANG, P.; BAK, C.; SCHEPERS, J. G.; BULDER, B.; COCKERILL, T. T.; CLAUDEN, P.; OLESEN, A.; VAN ROSSEN, R.. Site-specific Design Optimization of Wind Turbines. **Wind Energy**, [S.L.], v. 5, n. 4, p. 261-279, 2002. Wiley. <http://dx.doi.org/10.1002/we.61>.

GIGUERE, Philippe; SELIG, Michael. Blade geometry optimization for the design of wind turbine rotors. **2000 Asme Wind Energy Symposium**, [S.L.], p. 266-277, 10 jan. 2000. American Institute of Aeronautics and Astronautics. <http://dx.doi.org/10.2514/6.2000-45>.

GOLDEMBERG, José; COELHO, Suani Teixeira. Renewable energy—traditional biomass vs. modern biomass. **Energy Policy**, [S.L.], v. 32, n. 6, p. 711-714, abr. 2004. Elsevier BV. [http://dx.doi.org/10.1016/s0301-4215\(02\)00340-3](http://dx.doi.org/10.1016/s0301-4215(02)00340-3).

GÖLTENBOTT, Uli; OHYA, Yuji; YOSHIDA, Shigeo; JAMIESON, Peter. Aerodynamic interaction of diffuser augmented wind turbines in multi-rotor systems. **Renewable Energy**, [S.L.], v. 112, p. 25-34, nov. 2017. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2017.05.014>.

GWEC. **GLOBAL WIND REPORT 2019**. Bélgica: Global Wind Energy Council, 2020.

HAND, M.M.; SIMMS, D.A.; FINGERSH, L.J.; JAGER, D.W.; COTRELL, J.R.; SCHRECK, S.; LARWOOD, S.M.. **Unsteady Aerodynamics Experiment Phase VI: wind tunnel test configurations and available data campaigns**. Golden: National Renewable Energy Laboratory, 2001.

HANSEN, M. O. L.; SØRENSEN, N. N.; FLAY, R. G. J.. Effect of Placing a Diffuser around a Wind Turbine. **Wind Energy**, [S.L.], v. 3, n. 4, p. 207-213, out. 2000. Wiley. <http://dx.doi.org/10.1002/we.37>.

HANSEN, Martin O. L.. **Aerodynamics of Wind Turbines**. 2. ed. Londres: Earthscan, 2008.

HASHEM, I.; MOHAMED, M.H.; HAFIZ, A.A.. Aero-acoustics noise assessment for Wind-Lens turbine. **Energy**, [S.L.], v. 118, p. 345-368, jan. 2017. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2016.12.049>.

HASSANZADEH, Arash; HASSANABAD, Armin Hassanzadeh; DADVAND, Abdolrahman. Aerodynamic shape optimization and analysis of small wind turbine blades employing the Viterna approach for post-stall region. **Alexandria Engineering Journal**, [S.L.], v. 55, n. 3, p. 2035-2043, set. 2016. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.aej.2016.07.008>.

HEIKAL, Hasim A.; ABU-ELYAZEED, Osayed S.M.; NAWAR, Mohamed A.A.; ATTAL, Youssef A.; MOHAMED, Maged M.s.. On the actual power coefficient by theoretical developing of the diffuser flange of wind-lens turbine. **Renewable Energy**, [S.L.], v. 125, p. 295-305, set. 2018. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2018.02.100>.

HEMAMI, Ahmad. **Wind Turbine Technology**. Clifton Park: Cengage Learning, 2012.

HOOPEN, P. **An Experimental and Computational Investigation of a Diffuser Augmented Wind Turbine**: with an application of vortex generators on the diffuser trailing edge. 2009. 98 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Aeroespacial, Delft University Of Technology, Delft, 2009.

HU, Liangquan; ZHU, Xiaocheng; CHEN, Jinge; SHEN, Xin; DU, Zhaohui. Numerical simulation of rime ice on NREL Phase VI blade. **Journal Of Wind Engineering And Industrial Aerodynamics**, [S.L.], v. 178, p. 57-68, jul. 2018. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jweia.2018.05.007>.

IGRA, Ozer. Research and development for shrouded wind turbines. **Energy Conversion And Management**, [S.L.], v. 21, n. 1, p. 13-48, jan. 1981. Elsevier BV. [http://dx.doi.org/10.1016/0196-8904\(81\)90005-4](http://dx.doi.org/10.1016/0196-8904(81)90005-4).

IPCC. **Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change**.: contribution of working group III to the fifth assessment report of the intergovernmental panel on climate change. Cambridge, Reino Unido: Cambridge University Press, 2014.

JACOBSON, M. Z.; ARCHER, C. L.. Saturation wind power potential and its implications for wind energy. **Proceedings Of The National Academy Of Sciences**, [S.L.], v. 109, n. 39, p. 15679-15684, 10 set. 2012. Proceedings of the National Academy of Sciences. <http://dx.doi.org/10.1073/pnas.1208993109>.

JAFARI, S.A.H.; KOSASIH, B.. Flow analysis of shrouded small wind turbine with a simple frustum diffuser with computational fluid dynamics simulations. **Journal Of Wind Engineering And Industrial Aerodynamics**, [S.L.], v. 125, p. 102-110, fev. 2014. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jweia.2013.12.001>.

JAMIESON, Peter. Generalized limits for energy extraction in a linear constant velocity flow field. **Wind Energy**, [S.L.], v. 11, n. 5, p. 445-457, set. 2008. Wiley. <http://dx.doi.org/10.1002/we.268>.

JURECZKO, M.; PAWLAK, M.; MęŚYK, A.. Optimisation of wind turbine blades. **Journal Of Materials Processing Technology**, [S.L.], v. 167, n. 2-3, p. 463-471, ago. 2005. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jmatprotec.2005.06.055>.

KATINAS, Vladislovas; MARČIUKAITIS, Mantas; GECEVIČIUS, Giedrius; MARKEVIČIUS, Antanas. Statistical analysis of wind characteristics based on Weibull methods for estimation of power generation in Lithuania. **Renewable Energy**, [S.L.], v. 113, p. 190-201, dez. 2017. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2017.05.071>.

KEANE, A. J.; BROWN, S. M.. The design of a satellite boom with enhanced vibration performance using genetic algorithm techniques. **The Journal Of The Acoustical Society Of America**, [S.L.], v. 99, n. 4, p. 2599-2603, abr. 1996. Acoustical Society of America (ASA). <http://dx.doi.org/10.1121/1.415300>.

KENWAY, Gaetan; MARTINS, Joaquim R. R. A.. Aerostructural Shape Optimization of Wind Turbine Blades Considering Site-Specific Winds. **12Th AIAA/ISSMO Multidisciplinary Analysis And Optimization Conference**, [S.L.], 14 jun. 2008. American Institute of Aeronautics and Astronautics. <http://dx.doi.org/10.2514/6.2008-6025>.

KUMAR, Rajesh; BAREDAR, Prashant. Solidity Study and its Effects on the Performance of A Small Scale Horizontal Axis Wind Turbine. **Impending Power Demand Innov Energy Paths**, [S.L.], p. 290-297, 2014.

KUNDU, Pijush K.; COHEN, Ira M.; DOWLING, David R.. **Fluid Mechanics**. 5. ed. [S. L.]: Elsevier, 2012.

LANZAFAME, R.; MESSINA, M.. BEM theory: how to take into account the radial flow inside of a 1-d numerical code. **Renewable Energy**, [S.L.], v. 39, n. 1, p. 440-446, mar. 2012. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2011.08.008>.

LEE, Kyoungsoo; HUQUE, Ziaul; KOMMALAPATI, Raghava; HAN, Sang-Eul. Fluid-structure interaction analysis of NREL phase VI wind turbine: aerodynamic force evaluation and structural analysis using FSI analysis. **Renewable Energy**, [S.L.], v. 113, p. 512-531, dez. 2017. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2017.02.071>.

LELOUDAS, Stavros N.; LYGIDAKIS, Georgios N.; ESKANTAR, Alexandros I.; NIKOLOS, Ioannis K.. A robust methodology for the design optimization of diffuser augmented wind turbine shrouds. **Renewable Energy**, [S.L.], v. 150, p. 722-742, maio 2020. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2019.12.098>

LETIZIA, Stefano; ZANFORLIN, Stefania. Hybrid CFD-source Terms Modelling of a Diffuser-augmented Vertical Axis Wind Turbine. **Energy Procedia**, [S.L.], v. 101, p. 1280-1287, nov. 2016. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2016.11.144>.

LINDENBURG, C.. **Investigation into Rotor Blade Aerodynamics**: analysis of the stationary measurements on the UAE phase-VI rotor in the NASA-Ames wind tunnel. [S.L.]: ECN, 2003.

LIPIAN, Michal; DOBREV, Ivan; MASSOUH, Fawaz; JOZWIK, Krzysztof. Small wind turbine augmentation: numerical investigations of shrouded- and twin-rotor wind turbines. **Energy**, [S.L.], v. 201, jun. 2020. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2020.117588>.

LIU, Yingyi; YOSHIDA, Shigeo. An extension of the Generalized Actuator Disc Theory for aerodynamic analysis of the diffuser-augmented wind turbines. **Energy**, [S.L.], v. 93, p. 1852-1859, dez. 2015. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2015.09.114>.

LU, Hong-Bo; LI, Yong-Lin; MA, Liang-Liang; PAO, Xiu-Ling. The Design and Optimization for The Dome of Tidal Turbine. **Energy Procedia**, [S.L.], v. 17, p. 1710-1716, 2012. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2012.02.302>.

MAALAWI, K.Y.; BADR, M.A. A practical approach for selecting optimum wind rotors. **Renewable Energy**, [S.L.], v. 28, n. 5, p. 803-822, abr. 2003. Elsevier BV. [http://dx.doi.org/10.1016/s0960-1481\(02\)00028-9](http://dx.doi.org/10.1016/s0960-1481(02)00028-9).

MACPHEE, David W.; BEYENE, Asfaw. Performance analysis of a small wind turbine equipped with flexible blades. **Renewable Energy**, [S.L.], v. 132, p. 497-508, mar. 2019. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2018.08.014>.

MAIZI, M.; MOHAMED, M.H.; DIZENE, R.; MIHOUBI, M.C.. Noise reduction of a horizontal wind turbine using different blade shapes. **Renewable Energy**, [S.L.], v. 117, p. 242-256, mar. 2018. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2017.10.058>.

MANSOUR, Kamyar; MESKINKHODA, Peyman. Computational analysis of flow fields around flanged diffusers. **Journal Of Wind Engineering And Industrial Aerodynamics**, [S.L.], v. 124, p. 109-120, jan. 2014. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jweia.2013.10.012>.

MASTERS, I.; CHAPMAN, J. C.; ORME, J. A. C.; WILLIS, M. R.. Modelling high axial induction flows in tidal stream turbines with a corrected blade element model. In: 3rd INTERNATIONAL CONFERENCE ON OCEAN ENERGY. Bilbao: ICOE, 2010.

MATSUSHIMA, Toshio; TAKAGI, Shinya; MUROYAMA, Seiichi. Characteristics of a highly efficient propeller type small wind turbine with a diffuser. **Renewable Energy**, [S.L.], v. 31, n. 9, p. 1343-1354, jul. 2006. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2005.07.008>.

MCLAREN, K.; TULLIS, S.; ZIADA, S.. Measurement of high solidity vertical axis wind turbine aerodynamic loads under high vibration response conditions. **Journal Of Fluids And Structures**, [S.L.], v. 32, p. 12-26, jul. 2012. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jfluidstructs.2012.01.001>.

MENEGOZZO, L.; MONTE, A. dal; BENINI, E.; BENATO, A.. Small wind turbines: a numerical study for aerodynamic performance assessment under gust conditions. **Renewable Energy**, [S.L.], v. 121, p. 123-132, jun. 2018. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2017.12.086>.

MIAU, J.J.; LIANG, S.y.; YU, R.M.; HU, C.C.; LEU, T.s.; CHENG, J.C.; CHEN, S.J.. Design and Test of a Vertical-Axis Wind Turbine with Pitch Control. **Applied Mechanics And Materials**, [S.L.], v. 225, p. 338-343, nov. 2012. Trans Tech Publications, Ltd.. <http://dx.doi.org/10.4028/www.scientific.net/amm.225.338>.

MOHAMMADI, Kasra; ALAVI, Omid; MOSTAFAEIPOUR, Ali; GOUDARZI, Navid; JALILVAND, Mahdi. Assessing different parameters estimation methods of Weibull distribution to compute wind power density. **Energy Conversion And Management**, [S.L.], v. 108, p. 322-335, jan. 2016. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2015.11.015>.

NARAYANA, Mahinsasa; SUGATHAPALA, A. G. T.. Performance of the High Solidity Wind Turbines in Low Wind Potential Sites of Sri Lanka. **Engineer: Journal of the Institution of Engineers**, Sri Lanka, [S.L.], v. 38, n. 1, p. 7-15, 28 jan. 2005. Sri Lanka Journals Online (JOL). <http://dx.doi.org/10.4038/engineer.v38i1.7202>.

NATESAN, M.; JEYANTHI, S.; SIVASATHYA, U.. A review on design of augmented wind turbine blade for low wind speed urban area. **International Journal Of Mechanical Engineering And Technology**, [S. L.], v. 8, n. 7, p. 685-691, jul. 2017.

NING, S. Andrew; DAMIANI, Rick; MORIARTY, Patrick J.. Objectives and Constraints for Wind Turbine Optimization. **Journal Of Solar Energy Engineering**, [S.L.], v. 136, n. 4, 3 jun. 2014. ASME International. <http://dx.doi.org/10.1115/1.4027693>

PHILLIPS, Derek Grant. **An investigation on diffuser augmented wind turbine design**. 2003. 370 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Mecânica, The University Of Auckland, Auckland, 2003.

PINTO, Ricardo Luiz Utsch de Freitas; GONÇALVES, Bruna Patrícia Furtado. A revised theoretical analysis of aerodynamic optimization of horizontal-axis wind turbines based on BEM theory. **Renewable Energy**, [S.L.], v. 105, p. 625-636, maio 2017. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2016.12.076>.

PIRRERA, Alberto; CAPUZZI, Marco; BUCKNEY, Neil; WEAVER, Paul. Optimization of Wind Turbine Blade Spars. 53Rd Aiaa/asme/asce/ahs/asc Structures, Structural Dynamics And Materials Conference20Th Aiaa/asme/ahs Adaptive Structures

Conference14Th Aiaa, [S.L.], 23 abr. 2012. American Institute of Aeronautics and Astronautics. <http://dx.doi.org/10.2514/6.2012-1500>.

PRASAD, K. Rajendra; KUMAR, V. Manoj; SWAMINATHAN, G.; LOGANATHAN, Ganesh Babu. Computational investigation and design optimization of a duct augmented wind turbine (DAWT). **Materials Today: Proceedings**, [S.L.], v. 22, p. 1186-1191, 2020. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.matpr.2019.12.116>.

PRICE, Kenneth V.; STORN, Rainer M.; LAMPINEN, Jouni A.. **Differential Evolution: a practical approach to global optimization**. [S. L.]: Springer, 2005.

PRINCE, Simon A.; BADALAMENTI, Carmine; GEORGIEV, Dimitar. Experimental investigation of a variable geometry vertical axis wind turbine. **Wind Engineering**, [S.L.], 14 jul. 2020. SAGE Publications. <http://dx.doi.org/10.1177/0309524x20935134>.

QIN, A.K.; SUGANTHAN, P.N.. Self-adaptive Differential Evolution Algorithm for Numerical Optimization. In: IEEE CONGRESS ON EVOLUTIONARY COMPUTATION, 2., 2005, Edimburgo. Anais [...] . Edimburgo: IEEE Congress On Evolutionary Computation, 2005. p. 1785-1791.

REN21. **Renewables 2019 Global Status Report**. Paris: REN21 Secretariat, 2019.

ROCCHIO, B.; DELUCA, S.; SALVETTI, M.V.; ZANFORLIN, S.. Development of a BEM-CFD tool for Vertical Axis Wind Turbines based on the Actuator Disk Model. **Energy Procedia**, [S.L.], v. 148, p. 1010-1017, ago. 2018. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2018.08.060>.

ROCHA, P.A. Costa; ARAUJO, J.W. Carneiro de; LIMA, R.J. Pontes; SILVA, M.e. Vieira da; ALBIERO, D.; ANDRADE, C.F. de; CARNEIRO, F.O.M.. The effects of blade pitch angle on the performance of small-scale wind turbine in urban environments. **Energy**, [S.L.], v. 148, p. 169-178, abr. 2018. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2018.01.096>.

ROY, Sukanta; DAS, Ranjan; SAHA, Ujjwal K.. An inverse method for optimization of geometric parameters of a Savonius-style wind turbine. **Energy Conversion And**

Management, [S.L.], v. 155, p. 116-127, jan. 2018. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2017.10.088>.

SHARIFI, A.; NOBARI, M.R.H.. Prediction of optimum section pitch angle distribution along wind turbine blades. **Energy Conversion And Management**, [S.L.], v. 67, p. 342-350, mar. 2013. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2012.12.010>.

SILVA, Paulo A.S.F.; VAZ, Deborah A.T.D. Rio; BRITTO, Vinicius; OLIVEIRA, Taygoara F. de; VAZ, Jerson R.P.; BRASIL JUNIOR, Antonio C.P.. A new approach for the design of diffuser-augmented hydro turbines using the blade element momentum. **Energy Conversion And Management**, [S.L.], v. 165, p. 801-814, jun. 2018. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2018.03.093>.

SKINNER, S.N.; ZARE-BEHTASH, H.. State-of-the-art in aerodynamic shape optimisation methods. **Applied Soft Computing**, [S.L.], v. 62, p. 933-962, jan. 2018. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.asoc.2017.09.030>.

SORRIBES-PALMER, F.; SANZ-ANDRES, A.; AYUSO, L.; SANT, R.; FRANCHINI, S.. Mixed CFD-1D wind turbine diffuser design optimization. **Renewable Energy**, [S.L.], v. 105, p. 386-399, maio 2017. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2016.12.065>.

SPERA, David A. (ed.). **Wind Turbine Technology**: fundamental concepts of wind turbine engineering. 2. ed. Nova Iorque: ASME Press, 2009.

SPRAGUE, Michael A.; JONKMAN, Jason M.; JONKMAN, Bonnie J.. FAST Modular Framework for Wind Turbine Simulation: new algorithms and numerical examples. In: 33RD WIND ENERGY SYMPOSIUM., 2015, Kissimmee. **Anais [...]**. Kissimmee: Aiaa Scitech, 2015.

STORN, R.. On the usage of differential evolution for function optimization. **Proceedings Of North American Fuzzy Information Processing**, [S.L.], jul. 1996. IEEE. <http://dx.doi.org/10.1109/nafips.1996.534789>.

STORN, Rainer; PRICE, Kenneth. Differential Evolution: a simple and efficient adaptive scheme for global optimization over continuous spaces. **Journal Of Global**

Optimization, [S.L.], v. 11, n. 4, p. 341-359, 1997. Springer Science and Business Media LLC. <http://dx.doi.org/10.1023/a:1008202821328>.

STORN, Rainer; PRICE, Kenneth. Differential Evolution: a simple and efficient adaptive scheme for global optimization over continuous spaces. **Journal Of Global Optimization**. [S.L.], jan. 1995.

SUN, Zhenye; SHEN, Wen Zhong; CHEN, Jin; ZHU, Wei Jun. Improved fixed point iterative method for blade element momentum computations. **Wind Energy**, [S.L.], v. 20, n. 9, p. 1585-1600, 4 maio 2017. Wiley. <http://dx.doi.org/10.1002/we.2110>.

TADAMASA, A.; ZANGENEH, M.. Numerical prediction of wind turbine noise. **Renewable Energy**, [S.L.], v. 36, n. 7, p. 1902-1912, jul. 2011. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2010.11.036>.

TALBI, El-Ghazali. **Metaheuristics**: from design to implementation. Hoboken: John Wiley & Sons, 2009.

TUMMALA, Abhishiktha; VELAMATI, Ratna Kishore; SINHA, Dipankur Kumar; INDRAJA, V.; KRISHNA, V. Hari. A review on small scale wind turbines. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**, [S.L.], v. 56, p. 1351-1371, abr. 2016. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.027>.

USTA, Ilhan. An innovative estimation method regarding Weibull parameters for wind energy applications. **Energy**, [S.L.], v. 106, p. 301-314, jul. 2016. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2016.03.068>.

VAZ, Déborah Aline Tavares Dias do Rio; MESQUITA, André Luiz Amarante; VAZ, Jerson Rogério Pinheiro; BLANCO, Claudio José Cavalcante; PINHO, João Tavares. An extension of the Blade Element Momentum method applied to Diffuser Augmented Wind Turbines. **Energy Conversion And Management**, [S.L.], v. 87, p. 1116-1123, nov. 2014. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2014.03.064>.

VAZ, Jerson R.P.; WOOD, David H.. Aerodynamic optimization of the blades of diffuser-augmented wind turbines. **Energy Conversion And Management**, [S.L.], v. 123, p. 35-45, set. 2016. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2016.06.015>.

VAZ, Jerson R.P.; WOOD, David H.. Effect of the diffuser efficiency on wind turbine performance. **Renewable Energy**, [S.L.], v. 126, p. 969-977, out. 2018. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2018.04.013>.

VAZ, Jerson Rogério Pinheiro; PINHO, João Tavares; MESQUITA, André Luiz Amarante. An extension of BEM method applied to horizontal-axis wind turbine design. **Renewable Energy**, [S.L.], v. 36, n. 6, p. 1734-1740, jun. 2011. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2010.11.018>.

VIANNA NETO, Júlio Xavier; GUERRA JUNIOR, Elci José; MORENO, Sinvaldo Rodrigues; AYALA, Helon Vicente Hultmann; MARIANI, Viviana Cocco; COELHO, Leandro dos Santos. Wind turbine blade geometry design based on multi-objective optimization using metaheuristics. **Energy**, [S.L.], v. 162, p. 645-658, nov. 2018. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2018.07.186>.

VIANNA NETO, Júlio Xavier; GUERRA JUNIOR, Elci José; MORENO, Sinvaldo Rodrigues; AYALA, Helon Vicente Hultmann; MARIANI, Viviana Cocco; COELHO, Leandro dos Santos. Wind turbine blade geometry design based on multi-objective optimization using metaheuristics. **Energy**, [S.L.], v. 162, p. 645-658, nov. 2018. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2018.07.186>.

WAIS, Piotr. A review of Weibull functions in wind sector. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**, [S.L.], v. 70, p. 1099-1107, abr. 2017. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.12.014>.

WANG, F.; BAI, L.; FLETCHER, J.; WHITEFORD, J.; CULLEN, D.. Development of small domestic wind turbine with scoop and prediction of its annual power output. **Renewable Energy**, [S.L.], v. 33, n. 7, p. 1637-1651, jul. 2008. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2007.08.008>.

WANG, Long; WANG, Tongguang; WU, Jianghai; CHEN, Guoping. Multi-objective differential evolution optimization based on uniform decomposition for wind turbine blade design. **Energy**, [S.L.], v. 120, p. 346-361, fev. 2017. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2016.11.087>.

WANG, Longyan; YUAN, Jianping; CHOLETTE, Michael E.; FU, Yanxia; ZHOU, Yunkai; TAN, Andy C.. Comparative study of discretization method and Monte Carlo

method for wind farm layout optimization under Weibull distribution. **Journal Of Wind Engineering And Industrial Aerodynamics**, [S.L.], v. 180, p. 148-155, set. 2018. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jweia.2018.07.021>.

WHITEHOUSE, Glen R.; SIBILIA, Marc J.; BILANIN, Alan J.; VEERS, Paul. Variable geometry wind turbine for performance enhancement, improved survivability and reduced cost of energy. **Wind Energy**, [S.L.], v. 18, n. 7, p. 1303-1311, 15 maio 2014. Wiley. <http://dx.doi.org/10.1002/we.1764>.

WMO. **GREENHOUSE GAS BULLETIN**: the state of greenhouse gases in the atmosphere based on global observations through 2018. 15. ed. [S.L.]: World Meteorological Organization, 2019

XUAN, Hao; WEIMIN, Zhang; XIAO, Liu; JIEPING, Liu. Aerodynamic and Aeroacoustic Optimization of Wind Turbine Blade by a Genetic Algorithm. In: 46TH AIAA AEROSPACE SCIENCES MEETING AND EXHIBIT, 46., 2008, Reno. **Anais [...]** . Reno: AIAA, 2008.

YANG, Hua; SHEN, Wenzhong; XU, Haoran; HONG, Zedong; LIU, Chao. Prediction of the wind turbine performance by using BEM with airfoil data extracted from CFD. **Renewable Energy**, [S.L.], v. 70, p. 107-115, out. 2014. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2014.05.002>.

YIN, Minghui; YANG, Zhiqiang; XU, Yan; LIU, Jiankun; ZHOU, Lianjun; ZOU, Yun. Aerodynamic optimization for variable-speed wind turbines based on wind energy capture efficiency. **Applied Energy**, [S.L.], v. 221, p. 508-521, jul. 2018. Elsevier BV. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.03.078>.

ZHU, Jie; CAI, Xin; PAN, Pan; GU, Rongrong. Optimization design of spar cap layup for wind turbine blade. **Frontiers Of Structural And Civil Engineering**, [S.L.], v. 6, n. 1, p. 53-56, mar. 2012. Springer Science and Business Media LLC. <http://dx.doi.org/10.1007/s11709-012-0147-9>.

APÊNDICE A: Implementação de Código BEM para HAWTs em Python 3.

```

# -*- coding: utf-8 -*-

import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt
import math

# ##### Experimental and Geometrical Data #####
# #####

#lift coefficients for S809 [angle(°), cl]
cl_data = np.array([[ -4.50000000e+01, -8.00000000e-01],
  [-1.50000000e+01, -8.00000000e-01],
  [-1.04000000e+00,  1.58312300e-03],
  [-1.00000000e-02,  1.39738973e-01],
  [ 1.02000000e+00,  2.73743476e-01],
  [ 2.05000000e+00,  4.00774562e-01],
  [ 3.07000000e+00,  5.17538260e-01],
  [ 4.10000000e+00,  6.24688567e-01],
  [ 5.13000000e+00,  7.19873441e-01],
  [ 6.16000000e+00,  8.02369231e-01],
  [ 7.18000000e+00,  8.71227038e-01],
  [ 8.20000000e+00,  9.27312586e-01],
  [ 9.21000000e+00,  9.70550973e-01],
  [ 1.02000000e+01,  1.00157149e+00],
  [ 1.12100000e+01,  1.02236371e+00],
  [ 1.22300000e+01,  1.03318526e+00],
  [ 1.32200000e+01,  1.03498393e+00],
  [ 1.42300000e+01,  1.02921878e+00],
  [ 1.52300000e+01,  1.01729396e+00],
  [ 1.62200000e+01,  1.00081855e+00],
  [ 1.72100000e+01,  9.81192593e-01],
  [ 1.81900000e+01,  9.60199126e-01],
  [ 1.91800000e+01,  9.39025739e-01],
  [ 2.01600000e+01,  9.19746633e-01],
  [ 2.20000000e+01,  8.93956894e-01],
  [ 2.40000000e+01,  8.92658962e-01],
  [ 2.60000000e+01,  9.45612904e-01],
  [ 2.80000000e+01,  9.94845087e-01],
  [ 3.00000000e+01,  1.03923049e+00],
  [ 3.50000000e+01,  1.12763115e+00],
  [ 4.00000000e+01,  1.18176930e+00],
  [ 4.50000000e+01,  1.20000000e+00],
  [ 5.00000000e+01,  1.18176930e+00],
  [ 5.50000000e+01,  1.12763115e+00],
  [ 6.00000000e+01,  1.03923049e+00],
  [ 6.50000000e+01,  9.19253332e-01],
  [ 7.00000000e+01,  7.71345132e-01],
  [ 7.50000000e+01,  6.00000000e-01],
  [ 8.00000000e+01,  4.10424172e-01],
  [ 8.50000000e+01,  2.08377813e-01],
  [ 9.00000000e+01,  1.47018000e-16]])

#drag coefficients for S809 [angle(°), cd]
cd_data = np.array([[ -4.50000000e+01,  7.75700000e-01],
  [-1.50000000e+01,  7.93000000e-02],
  [-1.04000000e+00,  1.02026520e-02],
  [-1.00000000e-02,  9.88432700e-03],
  [ 1.02000000e+00,  9.17413300e-03],
  [ 2.05000000e+00,  8.47542900e-03],
  [ 3.07000000e+00,  8.14679300e-03],
  [ 4.10000000e+00,  8.49669200e-03],
  [ 5.13000000e+00,  9.81122100e-03],
  [ 6.16000000e+00,  1.23372590e-02],
  [ 7.18000000e+00,  1.62452750e-02],
  [ 8.20000000e+00,  2.17369070e-02],
  [ 9.21000000e+00,  2.88914220e-02],
  [ 1.02000000e+01,  3.76911310e-02],
  [ 1.12100000e+01,  4.86038790e-02],
  [ 1.22300000e+01,  6.17062610e-02],

```

```

[ 1.32200000e+01, 7.65024090e-02],
[ 1.42300000e+01, 9.37736570e-02],
[ 1.52300000e+01, 1.13091393e-01],
[ 1.62200000e+01, 1.34429161e-01],
[ 1.72100000e+01, 1.57998137e-01],
[ 1.81900000e+01, 1.83546077e-01],
[ 1.91800000e+01, 2.11605878e-01],
[ 2.01600000e+01, 2.41614688e-01],
[ 2.20000000e+01, 3.03944068e-01],
[ 2.40000000e+01, 3.63956333e-01],
[ 2.60000000e+01, 4.22772377e-01],
[ 2.80000000e+01, 4.84887806e-01],
[ 3.00000000e+01, 5.50000000e-01],
[ 3.50000000e+01, 7.23777842e-01],
[ 4.00000000e+01, 9.08987005e-01],
[ 4.50000000e+01, 1.10000000e+00],
[ 5.00000000e+01, 1.29101299e+00],
[ 5.50000000e+01, 1.47622216e+00],
[ 6.00000000e+01, 1.65000000e+00],
[ 6.50000000e+01, 1.80706637e+00],
[ 7.00000000e+01, 1.94264889e+00],
[ 7.50000000e+01, 2.05262794e+00],
[ 8.00000000e+01, 2.13366188e+00],
[ 8.50000000e+01, 2.18328853e+00],
[ 9.00000000e+01, 2.20000000e+00]])

```

```
#chord distribution for NREL PHASE VI [r/R, chord(m)]
```

```

chord_dist = np.array([[0.
, 0.
],
[0.10101412, 0.218
],
[0.13123881, 0.218
],
[0.17558163, 0.183
],
[0.20043746, 0.349
],
[0.21216942, 0.441
],
[0.2252933 , 0.544
],
[0.24995029, 0.737
],
[0.2670511 , 0.728
],
[0.3002585 , 0.711
],
[0.32769934, 0.697
],
[0.38814874, 0.666
],
[0.44879698, 0.636
],
[0.46589779, 0.627
],
[0.50944522, 0.605
],
[0.57009346, 0.574
],
[0.6307417 , 0.543
],
[0.63332671, 0.542
],
[0.69119109, 0.512
],
[0.75183933, 0.482
],
[0.79996023, 0.457
],
[0.81248757, 0.451
],
[0.87313581, 0.42
],
[0.93378405, 0.389
],
[0.95048717, 0.381
],
[0.98190495, 0.365
],
[0.99423345, 0.358
],
[1.
, 0.356
]])

```

```
#twist distribution for NREL PHASE VI [r/R, twist(°)]
```

```

tor_dist_nrel = np.array([[ 0.00000000e+00, 0.00000000e+00],
[ 1.01014118e-01, 0.00000000e+00],
[ 1.31238815e-01, 0.00000000e+00],
[ 1.75581627e-01, 0.00000000e+00],
[ 2.00437463e-01, 6.70000000e+00],
[ 2.12169417e-01, 9.90000000e+00],
[ 2.25293299e-01, 1.34000000e+01],
[ 2.49950288e-01, 2.00400000e+01],
[ 2.67051104e-01, 1.80740000e+01],
[ 3.00258501e-01, 1.42920000e+01],
[ 3.27699344e-01, 1.19090000e+01],
[ 3.88148737e-01, 7.97900000e+00],
[ 4.48796978e-01, 5.30800000e+00],
[ 4.65897793e-01, 4.71500000e+00],
[ 5.09445218e-01, 3.42500000e+00],
[ 5.70093458e-01, 2.08300000e+00],
[ 6.30741698e-01, 1.15000000e+00],

```

```

[ 6.33326705e-01, 1.11500000e+00],
[ 6.91191092e-01, 4.94000000e-01],
[ 7.51839332e-01, -1.50000000e-02],
[ 7.99960231e-01, -3.81000000e-01],
[ 8.12487572e-01, -4.75000000e-01],
[ 8.73135812e-01, -9.20000000e-01],
[ 9.33784052e-01, -1.35200000e+00],
[ 9.50487174e-01, -1.46900000e+00],
[ 9.81904951e-01, -1.68900000e+00],
[ 9.94233446e-01, -1.77500000e+00],
[ 1.00000000e+00, -1.81500000e+00]])

#Original NREL twist data is not relative to tip positio.
#Correction is needed
tor_dist = tor_dist_nrel
tor_dist[:,1]=tor_dist[:,1]+1.815

#####
##### Main Algorithm #####
#####

def calc_cp(Turbine, Wind Speed):
    B = int(Turbine[0])+0.0
    R = 5.029
    RPM = Turbine[1]
    pitch_tip = Turbine[2]
    twist_factor = Turbine[4] #1 #Fator de Multiplicação do Twist. 1 é original (De acordo com
arquivo importado)
    chord_factor = Turbine[5]
    R_hub = 0.508
    R_root = 1.257
    gama = 1
    activate_var_gama = False
    #chord_dist = ler_dados_corda() #Colocado como variável Global
    #tor_dist = ler_dados_tor() Colocado como variável Global

    #cl_data = read_data_cl() #Colocado como variável Global
    #cd_data = read_data_cd() #Colocado como variável Global

    iter_min = 5
    iter_max = 100 # número máximo de iterações
    omega = RPM * 0.104719755 # transformação de RPM para rad/s
    f_relax = 0.3 # Fator de relaxação
    rho = 1.225 # Massa específica do ar, em kg/s
    pitch_base = pitch_tip + 1.815 # Pitch na base da pá. 4.815° equivale
    # a 3° na ponta
    #correção de pitch para mesma base de dados de torção

    TSR = (omega * R) / Wind_Speed
    Ns = 40 # Número de subdivisões para o BEM
    axial_ind_factor = 0
    radial_ind_factor = 0
    tol = 0.0001
    M = 0 # Momento, em [N.m], a ser somado através das Ns seções (cada uma contribuindo com
dm)
    sinalizador = 0 #Sinalizador de erro: 0 = Ok; 1 = sin(fi) < 0; 2: TSR fora de Range; 3:
não convergiu dentro do número de iterações; 4 negativo
    if (TSR < 0.1 or TSR > 16):
        sinalizador = 2
        #print('----- Error 2 -----')
        #print(Turbine)
        #print(Wind_Speed)

    if (sinalizador == 0):
        #####
        ##### ALGORITMO BEM #####
        #####

        for i in range(Ns):

            axial_ind_factor = 0
            radial_ind_factor = 0
            F = 1
            erro = 2*tol # para garantir que entrará no while abaixo
            iteration = 0

```

```

        if (i>0): last_r = r
        r = (R*0.99-R_root)/(Ns-1)*((i+1)-1)+R_root # Determinação do raio daquela iésima
seção. 1% final da pá não é considerada.(o tip loss tornaria essa parcela realmente
desprezível)
        chord = chord_factor*np.interp(r/R, chord_dist[:,0],chord_dist[:,1])
        teta = (twist_factor*np.interp(r/R, tor_dist[:, 0],tor_dist[:,
1])+pitch_base)/57.296 #Determinando torção para raio da seção (os dados foram capturados em
graus e teta é uma variável em radianos, por isso a divisão por 57.296
        if activate_var_gama == True:
            gama = np.interp(r/R, var_gama[:,0], var_gama[:,1])
            sigma = B*chord/(2*r*math.pi)
            #print(sigma)
#            print(sigma)
            local_speed_ratio = (omega/Wind_Speed)*(r/gama)
#            axial_ind_factor = 1-local_speed_ratio #teste de acordo com paper (para fi0 ser
90°)
#            print(axial_ind_factor)
#            #print(local_speed_ratio)
            last_fi = 0
            fi = 0
#            print ('Secao: ' + str(i+1))
            while (erro > tol):
                iteration = iteration+1
                last_fi = fi

                fi = math.atan((1-
axial_ind_factor)/(1+radial_ind_factor)*(1/local_speed_ratio))

                if (iteration > iter_min):
                    erro = abs(fi - last_fi)/abs(fi)
                if (iteration > iter_max):
                    #print('----- Error 3 -----')
#                    print('Seção %d' %i)
#                    print('iteração: %d' %iteration)
#                    print('Ct: %f' %Ct)
#                    #print(Turbine)
#                    #print(Wind_Speed)

                    erro = 0
                    Ct=0
                    sinalizador = 3 #caso não haja convergência a contribuição daquela seção
não é contabilizada
                    break
                alfa = fi - teta
                CL = np.interp(alfa*57.296, cl_data[:,0], cl_data[:,1])
                CD = np.interp(alfa*57.296, cd_data[:,0], cd_data[:,1])

                Cn = CL*math.cos(fi) + CD*math.sin(fi)
                Ct = CL*math.sin(fi) - CD*math.cos(fi)

                #Correção de Gaulert
#                ac = 0.2
                ac=0.309
#                ac=1/3
                var_ex=math.sin(fi)
#                print ('var_ex: ' + str(var_ex))
#                var_ex = math.exp(var_ex)
#                print ('var_ex2: ' + str(var_ex))
                if (math.sin(fi)<=0):
#                    print ("sin(fi) <= 0")
                    sinalizador = 1
                    #print('----- Error 1 -----')
#                    #print(Turbine)
#                    #print(Wind_Speed)
                    break
                Ftip = 2/math.pi*math.acos(math.exp((-B*(R-r))/(2*r*math.sin(fi))))
                Fhub = 2/math.pi*math.acos(math.exp((-B*(r-R_hub))/(2*r*math.sin(fi))))
                F = 1*Ftip*Fhub
                K = (4*F*(math.sin(fi))**2)/(gama**2*sigma*Cn)

                if (K<=0):
                    sinalizador = 4
                    #print('----- Error 4 -----')
#                    #print(Turbine)
#                    #print(Wind_Speed)

```

```

        break

    if (axial_ind_factor <= ac):
        axial_ind_factor_n_relax = 1/(K+1)
    else:
        axial_ind_factor_n_relax = 0.5*((2+K*(1-2*ac)-((K*(1-
2*ac)+2)**2+4*(K*ac**2-1))**0.5))

#         if math.isnan(axial_ind_factor_n_relax):
#             print('-----')
#             print('axial_ind_factor: %f' %axial_ind_factor)
#             print('Seção %d' %i)
#             print('iteração: %d' %iteration)
#             print('K = %f' %K)
#             print('F = %f' %F)
#             print('Cn = %f' %Cn)
#             print('Ct = %f' %Ct)
#             print('CL = %f' %CL)
#             print('CD = %f' %CD)
#             print('fi = %f' %fi)

        axial_ind_factor = axial_ind_factor + (axial_ind_factor_n_relax -
axial_ind_factor)*f_relax
        k_1 = sigma*Ct/(4*F*math.sin(fi)*math.cos(fi))
        radial_ind_factor = k_1/(1-k_1)
        #print(Ct)
        if (sinalizador == 1 or sinalizador == 4):
            break

        relative_velocity = ((gama*(1-
axial_ind_factor)*Wind_Speed)**2+(omega*r*(1+radial_ind_factor))**2)**0.5

        if (i>0): last_tangential_force = tangential_force
        tangential_force = 0.5*rho*(relative_velocity**2)*chord*Ct

##### TOTALIZAÇÃO DE FORÇAS #####
if (i>0):
    #r_int = (r+last_r)/2
    A_int = (tangential_force-last_tangential_force)/(r-last_r)
    B_int = (last_tangential_force*r-tangential_force*last_r)/(r-last_r)
    dM = (1/3)*A_int*(r**3-last_r**3)+(1/2)*B_int*(r**2-last_r**2)
    M = M+dM
if (sinalizador != 0): print(sinalizador)
if (sinalizador == 0 or sinalizador == 3):
    M = B*M
    POT = M*omega/1000
    Cp = POT*1000/(0.5*rho*math.pi*R**2*Wind_Speed**3)
else:
    Cp = 0
else:
    Cp=0
#     print(sinalizador)
    return Cp

#####
##### Variáveis Globais #####
#####

cl_data = read_data_cl()
cd_data = read_data_cd()
chord_dist = ler_dados_corda()
tor_dist = ler_dados_tor()
var_gama = read_var_gama()

nrel_turb = np.array((2, 72, 3, 100, 1, 1))
cp_nrel = calc_cp(nrel_turb, 24.9999927134707)

velocidades = np.zeros(15)

velocidades[0] = 6.005197556
velocidades[1] = 7.183706745
velocidades[2] = 7.980933549
velocidades[3] = 9.124780703
velocidades[4] = 10.09531768

```

```
velocidades[5] = 10.99653059
velocidades[6] = 12.20970181
velocidades[7] = 13.11091472
velocidades[8] = 13.80415542
velocidades[9] = 15.01732665
velocidades[10] = 16.19583583
velocidades[11] = 16.99306264
velocidades[12] = 18.20623386
velocidades[13] = 19.97399764
velocidades[14] = 24.99999271

cp_exp = np.zeros(15)

cp_exp[0] = 0.3756936
cp_exp[1] = 0.335100676
cp_exp[2] = 0.335587884
cp_exp[3] = 0.264845912
cp_exp[4] = 0.203221979
cp_exp[5] = 0.150661112
cp_exp[6] = 0.112469154
cp_exp[7] = 0.090834248
cp_exp[8] = 0.07649465
cp_exp[9] = 0.055021759
cp_exp[10] = 0.042010013
cp_exp[11] = 0.036370388
cp_exp[12] = 0.029718457
cp_exp[13] = 0.021956735
cp_exp[14] = 0.01489343

cp = np.zeros(15)

for i in range(15):
    cp[i] = calc_cp(nrel_turb, velocidades[i])

desv_rel = np.zeros(15)
for i in range(15):
    desv_rel[i] = (cp[i]-cp_exp[i])/cp_exp[i]

desv_rel_abs = np.zeros(15)
for i in range(15):
    desv_rel_abs[i] = abs(cp[i]-cp_exp[i])/cp_exp[i]

print(np.average(desv_rel_abs)*100)

plt.plot(velocidades, cp_exp)
plt.plot(velocidades, cp)
```

APÊNDICE B: Implementação de Evolução Diferencial em Python 3.

```

# -*- coding: utf-8 -*-

"""
Created on Thu Aug 29 14:10:28 2019

@author: turan.oliveira
"""

import random
import numpy as np
import math
from datetime import datetime
from scipy.special import gamma

#np.seterr('ignore')

def ler_dados_tor():
    file_path = "d:/Users/turan.oliveira/Desktop/Doutorado/otimização
DAWT/implementação/scilab/torcaopvi_2.csv"
    tor = np.genfromtxt(file_path, delimiter=';', unpack=False)
    r_max = max(tor[:, 0])
    tor[:, 0] = tor[:, 0]/r_max
    return tor

def ler_dados_corda():
    file_path = "d:/Users/turan.oliveira/Desktop/Doutorado/otimização
DAWT/implementação/scilab/cordapvi_2.csv"
    corda = np.genfromtxt(file_path, delimiter=';', unpack=False)
    r_max = max(corda[:, 0])
    corda[:, 0] = corda[:, 0]/r_max
    corda_tip_original = corda[len(corda)-1,1]
    corda[:,1] = corda[:,1]-corda_tip_original
    print(corda_tip_original)
    return corda

def read_data_cl():
    file_path = "d:/Users/turan.oliveira/Desktop/Doutorado/otimização
DAWT/implementação/scilab/s809cl_4.csv"
    cl_data = np.genfromtxt(file_path, delimiter=';', unpack=False)
    return cl_data

def read_data_cd():
    file_path = "d:/Users/turan.oliveira/Desktop/Doutorado/otimização
DAWT/implementação/scilab/s809cd_4.csv"
    cd_data = np.genfromtxt(file_path, delimiter=';', unpack=False)
    return cd_data

def read_var_gama():
    # file_path = "d:/Users/turan.oliveira/Desktop/Doutorado/otimização
DAWT/implementação/scilab/gama_vaz_3.csv"
    # file_path =
"d:/Users/turan.oliveira/Desktop/Doutorado/Qualificação/Validação/Hoppen/gama_hoppen_corr.csv"
    file_path = "d:/Users/turan.oliveira/Desktop/Doutorado/otimização DAWT/infos_difusor/Silva
FCD_corr.csv"
    gama = np.genfromtxt(file_path, delimiter=';', unpack=False)
    return gama

def read_var_gama_1():
    # file_path = "d:/Users/turan.oliveira/Desktop/Doutorado/otimização
DAWT/implementação/scilab/gama_vaz_3.csv"
    file_path =
"d:/Users/turan.oliveira/Desktop/Doutorado/Qualificação/Validação/Hoppen/gama_hoppen_corr.csv"
    # file_path = "d:/Users/turan.oliveira/Desktop/Doutorado/otimização
DAWT/infos_difusor/Silva FCD_corr.csv"

```

```

gama = np.genfromtxt(file_path, delimiter=';', unpack=False)
return gama

def read_var_gama_2():
#   file_path = "d:/Users/turan.oliveira/Desktop/Doutorado/otimização
DAWT/implementação/scilab/gama_vaz_3.csv"
#   file_path =
"d:/Users/turan.oliveira/Desktop/Doutorado/Qualificação/Validação/Hoppen/gama_hoppen_corr.csv"
file_path = "d:/Users/turan.oliveira/Desktop/Doutorado/otimização DAWT/infos_difusor/Silva
FCD_corr.csv"
gama = np.genfromtxt(file_path, delimiter=';', unpack=False)
return gama

def calc_cp(Turbine, Wind_Speed, diff):
#   Turbine(n° of blades, RPM, pitch at tip, twist factor, chord at tip, chord factor)
B = int(Turbine[0])+0.0
R = 5.029
RPM = Turbine[1]
pitch_tip = Turbine[2]
twist_factor = Turbine[3] #1 #Fator de Multiplicação do Twist. 1 é original (De acordo com
arquivo importado)
#   chord_tip = 0.356#0.356
chord_tip = Turbine[4]
chord_factor = Turbine[5]

R_hub = 0.508
R_root = 1.257
gama = 1
activate_var_gama = False
ni_d = 1
beta = 1
if(diff == 1):
    ni_d = 0.98
    beta = 0.5785
    var_gama = var_gama_1
    activate_var_gama = True
elif(diff == 2):
    ni_d = 0.83
    beta = 0.899
    var_gama = var_gama_2
    activate_var_gama = True
#   ni_d = 1#0.83 #0.98 #Eficiência do difusor, de acordo com Silva (2018)
#   beta = 1#0.899 #0.5785 #Relação de área de saída e entrada, de acordo com Silva (2018)
#chord_dist = ler_dados_corda() #Colocado como variável Global
#tor_dist = ler_dados_tor() Colocado como variável Global

#cl_data = read_data_cl() #Colocado como variável Global
#cd_data = read_data_cd() #Colocado como variável Global

iter_min = 5
iter_max = 100 # número máximo de iterações
omega = RPM * 0.104719755 # transformação de RPM para rad/s
f_relax = 0.3 # Fator de relaxação
rho = 1.225 # Massa específica do ar, em kg/s
pitch_base = pitch_tip + 1.815*twist_factor # Pitch na base da pá. 4.815° equivale
# a 3° na ponta

TSR = (omega * R) / Wind_Speed
Ns = 20 # Número de subdivisões para o BEM
axial_ind_factor = 0
radial_ind_factor = 0
tol = 0.001
M = 0 # Momento, em [N.m], a ser somado através das Ns seções (cada uma contribuindo com
dM)
sinalizador = 0 #Sinalizador de erro: 0 = Ok; 1 = sin(fi) < 0; 2: TSR fora de Range; 3:
não convergiu dentro do número de iterações; 4 negativo
if (TSR < 0.1 or TSR > 16):
    sinalizador = 2
    #print('----- Error 2 -----')
    #print(Turbine)
    #print(Wind_Speed)

if (sinalizador == 0):
#####
##### ALGORITMO BEM #####
#####

```

```

#####

for i in range(Ns):

    axial_ind_factor = 0
    radial_ind_factor = 0
    F = 1
    erro = 2*tol # para garantir que entrará no while abaixo
    iteration = 0
    if (i>0): last_r = r
    r = (R*0.99-R_root)/(Ns-1)*((i+1)-1)+R_root # Determinação do raio daquela iésima
seção. 1% final da pá não é considerada.(o tip loss tornaria essa parcela realmente
desprezível)
    chord = chord_factor*np.interp(r/R, chord_dist[:,0],chord_dist[:,1])+chord_tip
    teta = (twist_factor*np.interp(r/R, tor_dist[:, 0],tor_dist[:,
1])+pitch_base)/57.296 #Determinando torção para raio da seção (os dados foram capturados em
graus e teta é uma variável em radianos, por isso a divisão por 57.296
    if activate_var_gama == True:
        gama = np.interp(r/R, var_gama[:,0], var_gama[:,1])
    sigma = B*chord/(2*r*math.pi)
    #print(sigma)
#    print(sigma)
    local_speed_ratio = (omega/Wind_Speed)*(r/gama)
    #print(local_speed_ratio)
    last_fi = 0
    fi = 0
#    print ('Secao: ' + str(i+1))
    while (erro > tol):
        iteration = iteration+1
        last_fi = fi

        fi = math.atan((1-
axial_ind_factor)/(1+radial_ind_factor)*(1/local_speed_ratio))

        if (iteration > iter_min):
            erro = abs(fi - last_fi)/abs(fi)
        if (iteration > iter_max):
            #print('----- Error 3 -----')
            print('Seção %d' %i)
            print('iteração: %d' %iteration)
            print('Ct: %f' %Ct)
#            #print(Turbine)
            #print(Wind_Speed)

            erro = 0
            Ct=0
            sinalizador = 3 #caso não haja convergência a contribuição daquela seção
não é contabilizada
            break
        alfa = fi - teta
        CL = np.interp(alfa*57.296, cl_data[:,0], cl_data[:,1])
        CD = np.interp(alfa*57.296, cd_data[:,0], cd_data[:,1])

        Cn = CL*math.cos(fi) + CD*math.sin(fi)
        Ct = CL*math.sin(fi) - CD*math.cos(fi)

        #Correção de Gaulert
        ac = 0.309
#        ac=1/3
#        var_ex=math.sin(fi)
#        print ('var_ex: ' + str(var_ex))
#        var_ex = math.exp(var_ex)
#        print ('var_ex2: ' + str(var_ex))
        if (math.sin(fi)<=0):
#            print ("sin(fi) <= 0")
            sinalizador = 1
            #print('----- Error 1 -----')
            #print(Turbine)
            #print(Wind_Speed)
            break
        Ftip = 2/math.pi*math.acos(math.exp((-B*(R-r))/(2*r*math.sin(fi))))
        Fhub = 2/math.pi*math.acos(math.exp((-B*(r-R_hub))/(2*r*math.sin(fi))))
        F = 1*Ftip*Fhub
        epsilon = gama*(1-axial_ind_factor)
        Ed = epsilon**2*(1-ni_d)*(1-beta**2)

```

```

K = (4*F*(math.sin(fi))**2)/(gama**2*sigma*Cn)
K_silva = ((gama**2)/4)*(((sigma*Cn)/(F*(math.sin(fi))**2))+(1-ni_d)*(1-
beta**2))

#           if (K<=0):
#               sinalizador = 0
#               print('----- Error 4 -----')
#               print(Turbine)
#               print(Wind_Speed)
#               break

#           if (axial_ind_factor <= ac):
#               axial_ind_factor_n_relax = 1/(K+1)
#               axial_ind_factor_n_relax = K_silva/(K_silva+1)
#           else:
#               axial_ind_factor_n_relax = 0.5*((2+K*(1-2*ac))-((K*(1-
2*ac)+2)**2+4*(K*(ac**2-Ed/4)-1))**0.5)

#           if math.isnan(axial_ind_factor_n_relax):
#               print('-----')
#               print('axial_ind_factor: %f' %axial_ind_factor)
#               print('Seção %d' %i)
#               print('iteração: %d' %iteration)
#               print('K = %f' %K)
#               print('F = %f' %F)
#               print('Cn = %f' %Cn)
#               print('Ct = %f' %Ct)
#               print('CL = %f' %CL)
#               print('CD = %f' %CD)
#               print('fi = %f' %fi)

#           axial_ind_factor = axial_ind_factor + (axial_ind_factor_n_relax -
axial_ind_factor)*f_relax
#           k_1 = sigma*Ct/(4*F*math.sin(fi)*math.cos(fi))
#           radial_ind_factor = k_1/(1-k_1)
#           #print(Ct)
#           if (sinalizador == 1 or sinalizador == 4):
#               break

#           relative_velocity = ((gama*(1-
axial_ind_factor)*Wind_Speed)**2+(omega*r*(1+radial_ind_factor))**2)**0.5

#           if (i>0): last_tangential_force = tangential_force
#           tangential_force = 0.5*rho*(relative_velocity**2)*chord*Ct

##### TOTALIZAÇÃO DE FORÇAS #####
#           if (i>0):
#               #r_int = (r+last_r)/2
#               A_int = (tangential_force-last_tangential_force)/(r-last_r)
#               B_int = (last_tangential_force*r-tangential_force*last_r)/(r-last_r)
#               dM = (1/3)*A_int*(r**3-last_r**3)+(1/2)*B_int*(r**2-last_r**2)
#               M = M+dM
#           if (sinalizador == 0 or sinalizador == 3):
#               M = B*M
#               POT = M*omega/1000
#               Cp = POT*1000/(0.5*rho*math.pi*R**2*Wind_Speed**3)
#           else:
#               Cp = 0
#       else:
#           Cp=0
#   #   print(sinalizador)
#   #   if (Cp < 0): Cp=0
#   #   if (math.isnan(Cp)): Cp = 0
#   #   return Cp

def calc_volume(Turbine):
    Ns = 100
    R=5.029
    R_root = 1.257
    B = int(Turbine[0])+0.0
    chord_tip = Turbine[4]
    chord_factor = Turbine[5]
    A=np.empty(Ns)
    #   print(A)

```

```

for i in range(Ns):
    r = (R-R_root)/(Ns-1)*((i+1)-1)+R_root
    chord = chord_factor*np.interp(r/R, chord_dist[:,0],chord_dist[:,1])+chord_tip
    A[i]= 0.123255*chord**2
volume = 0
for i in range(Ns-1):
    volume += ((A[i]+A[i+1])/2)*(R-R_root)/(Ns-1)
return B*volume

def calc_area(Turbine):
    Ns = 100
    R=5.029
    R_root = 1.257
    B = int(Turbine[0])+0.0
    chord_tip = Turbine[4]
    chord_factor = Turbine[5]
    C=np.empty(Ns)
#    print(A)
    for i in range(Ns):
        r = (R-R_root)/(Ns-1)*((i+1)-1)+R_root
        chord = chord_factor*np.interp(r/R, chord_dist[:,0],chord_dist[:,1])+chord_tip
        C[i]= 3.067977*chord
    area = 0
    for i in range(Ns-1):
        area += ((C[i]+C[i+1])/2)*(R-R_root)/(Ns-1)
    return B*area

def calc_sigma_turb(Turbine):
    Ns = 100
    R=5.029
    R_root = 1.257
    B = int(Turbine[0])+0.0
    chord_tip = Turbine[4]
    chord_factor = Turbine[5]
    chord=np.empty(Ns)
    for i in range(Ns):
        r = (R-R_root)/(Ns-1)*((i+1)-1)+R_root
        chord[i] = chord_factor*np.interp(r/R, chord_dist[:,0],chord_dist[:,1])+chord_tip
    integral = 0
    for i in range(Ns-1):
        integral += ((chord[i]+chord[i+1])/2)*(R-R_root)/(Ns-1)
    return B*integral/(math.pi*R**2)

def calc_local_sigma_max(Turbine):
    Ns = 20
    R=5.029
    R_root = 1.257
    B = int(Turbine[0])+0.0
    chord_tip = Turbine[4]
    chord_factor = Turbine[5]
    solidez=np.empty(Ns)
    for i in range(Ns):
        r = (R-R_root)/(Ns-1)*((i+1)-1)+R_root
        chord = chord_factor*np.interp(r/R, chord_dist[:,0],chord_dist[:,1])+chord_tip
        solidez[i]=B*chord/(2*math.pi*r)
    return max(solidez)

def calc_AEP(Turbine, C, k, cut_in, cut_out, n, diff): # VERIFICAR!!!!!!!
#definir função para determinação de Annual Energy Production (AEP)
#AEP(Turbina, Weibull scale factor (m/s), Weibull for factor, cut in speed
#(m/s), cutout speed (m/s), number of wind distribution sections) )
#Implemented as present in "Aerodynamics of Wind Turbines"
dV = (cut_out - cut_in)/(n-1)
V = np.empty(n)
Cp = np.empty(n)
Pot = np.empty(n)
#    rated_P = Turbine[3] #potencia nominal deve ser definida em kW
rated_P = 1000
for i in range(n):
    V[i] = cut_in + i*dV
    #print (V[i]) #CHECK
    Cp[i] = calc_cp(Turbine, V[i], diff)
    #print(Cp[i]) #CHECK

    if (Cp[i] > 0):

```

```

        Pot[i] = 0.5*Cp[i]*1.225*(math.pi*5.029**2)*V[i]**3
    else:
        #print (V[i])
        Pot[i] = 0

    if (Pot[i] > rated_P*1000):
        Pot[i] = rated_P*1000 # Limitação da potência à potência nominal
    #print(Pot) #CHECK
    #plt.plot(V, Pot) #CHECK
    #plt.show() #CHECK
    AEP = 0
    for i in range(n-1):
        f_between = np.exp(-1*(V[i]/C)**k)-np.exp(-1*(V[i+1]/C)**k)
        AEP = AEP + 0.5*(Pot[i] + Pot[i+1])*f_between*8760/1000
        #Pot está em W e AEP é dada em kWh. 8760 é o número de horas no ano.
        #CHECK AEP
    return AEP

def calc_func_obj(Turbine,C,k, diff, a):
    if check_const(Turbine) == True:
        energy_production = calc_AEP(Turbine, C, k, 3, 25, 50, diff) #calc_AEP(Turbine, C, k,
cut_in, cut_out, n)
        volume = calc_volume(Turbine)
        # result = energy_production/volume
        # ratio_new = energy_production/(0.2*volume)
        # result = ratio_new/base_nrel
        # result = energy_production/prod_base
        ratio_AEP = energy_production/prod_base
        ratio_volume = (volume)/(volume_base)
        result1 = ratio_AEP/ratio_volume
        result2 = ratio_AEP
        # a=0.5
        result = a*result1+(1-a)*result2
    else:
        result = 0
    return result

def check_const(Turbine): #Funcao para checar se Turbina está dentro de limites
    max_val = np.array([2, 150, 10, 1.3, 0.5, 1.6])
    min_val = np.array([2, 20, -10, 0, 0, 0])
    max_sigma_turb = 0.29
    min_sigma_turb = 0.0345
    max_sigma_local = 0.64
    dim = len(Turbine)
    turbine_under_constrains = True
    #Verificar se está dentro de limite de variáveis
    for i in range(dim):
        if ((Turbine[i] > max_val[i]) or (Turbine[i] < min_val[i])):
            turbine_under_constrains = False

    #Verificar se solidez está admissivel
    if turbine_under_constrains == True:
        sigma_turb = calc_sigma_turb(Turbine)
        sigma_local = calc_local_sigma_max(Turbine)
        if ((sigma_turb > max_sigma_turb) or (sigma_local > max_sigma_local)):
            turbine_under_constrains = False
        else:
            if sigma_turb < min_sigma_turb:
                turbine_under_constrains = False

    return turbine_under_constrains

def diff_evo(C,k,Np,F, Cr, tmax, save_results, diff, a):
    print('Differential Evolution Inicialization is Running')
    # F = 0.7
    # Cr = 0.7
    d = 6
    # Np = 20 #tamanho da população
    # tmax = 100
    tprint = 20

    # save_results = False

```

```

    #simulation_name = 'Np'+str(Np)+'_'+str(F)+str(Cr)+str(Cr)+
    '+'+datetime.now().strftime('%Y-%m-%d %H:%M:%S')
    # simulation_name = 'Np'+str(Np)+'_'+str(F)+str(F)+str(Cr)+str(Cr)+
    '+'+datetime.now().strftime('%Y-%m-%d_%H_%M_%S')
    simulation_name
    = 'DEVF1.0_5VAR_'+str(diff)+str(diff)+'_a'+str(a)+'_C'+str(C)+'_'+str(k)+'_'+str(Np)+'_'+
    'F'+str(F)+'_Cr'+str(Cr)+'_'+datetime.now().strftime('%Y%m%d%H%M%S')
    print(simulation_name)
    #[número de pás, rotação (RPM), pitch na ponta, twist factor, corda na potna, chord
    factor]
    x_max = np.array([2, 150, 10, 1.3, 0.5, 1.6])
    x_min = np.array([2, 20, -10, 0, 0, 0])
    x = np.zeros((Np, d))
    x_show = np.zeros((Np, d+2))
    RESULTS = np.zeros((1,d+2))

    #criação de população inicial randômica
    for i in range(Np):
        for j in range(d):
            x[i, j] = x_min[j] + random.random()*(x_max[j]-x_min[j])

    np.set_printoptions(precision=2)
    np.set_printoptions(suppress=True)
    # print(x)
    # print('-----')
    # print('')

    u = np.random.rand(d) # Vetor filho
    val_func = np.random.rand(Np) # Vetor ue armazena o fitness de cada indivíduo
    func_obj = np.random.rand(tmax+1) # Vetor que armazena os melhores (maiores) valores da
    função objetivo a cada iteração
    func_obj_mean = np.random.rand(tmax+1)
    func_obj_min = np.random.rand(tmax+1)
    result_1 = np.random.rand(tmax+1, 3)

    #Cálculo de função objetivo da população inicial
    for i in range(Np):
        val_func[i] = calc_func_obj(x[i, :], C,k, diff, a)
        x_show[i,d] = val_func[i]

    func_obj_mean[0] = np.mean(val_func)
    func_obj[0] = np.amax(val_func)
    func_obj_min[0] = np.amin(val_func)
    x_show[:,0:d] = x

    start_time = datetime.now()
    #for t in tqdm(range(tmax), desc = 'generations'): #tqdm adiciona indicação de realização
    em percentual
    for t in (range(tmax)):
        if (t)%tprint == 0:
            print(' ')
            print('-----')
            print('Generation: ', t, 'of ', tmax)
            print('Best. Value = ' + str(func_obj[t]))
            print('Current population:')
            print(x_show)
            print('-----')
            print('')
            if t>0:
                current_time = datetime.now()
                duration_left = ((current_time - start_time)/t)*(tmax-t)
                print('Estimated time left: ', duration_left)

    #for i in tqdm(range(Np), desc = 'population'):
    for i in (range(Np)):
        #Segue a seleção de três vetores aleatórios entre os Np vetores de x
        #in indica o índice do n-ésimo vetor aleatório rn. n = (1,2,3)
        i1 = random.randint(0, Np-1)

        r1 = x[i1, :]
        i2 = i1
        while (i2 == i1):
            i2 = random.randint(0, Np-1)

        r2 = x[i2, :]

```

```

i3 = i2
while (i3 == i2 or i3 == i2):
    i3 = random.randint(0, Np-1)

r3 = x[i3, :]

v = r1 + F*(r2 - r3) #Mutaçao DE/rand/1, de acordo com Das et al (2016).
# Será iniciado agora o crossover binomial, de acordo com Ds et al. (2016)
K = random.randint(0, d)
for j in range(d):
    if (j == K or random.random() <= Cr):
        u[j] = v[j]
    else:
        u[j] = x[i, j]
    continue
obj_u = calc_func_obj(u, C, k, diff, a)
obj_x = val_func[i]
if (obj_u >= obj_x): # Seleçao de acordo com Das et al. (2016)
    x[i, :] = u
    val_func[i] = obj_u
    x_show[i,0:d] = u
    x_show[i,d] = val_func[i]

func_obj_mean[t+1] = np.mean(val_func)
func_obj[t+1] = np.amax(val_func)
func_obj_min[t+1] = np.amin(val_func)
x_show[:,0:d] = np.copy(x)
x_show[:, d+1]=t
RESULTS = np.append(RESULTS, x_show, axis = 0)

print('Generation: ', t+1, 'of ', tmax)
print('Best. Value = ' + str(func_obj[tmax-1]))
print('Current population:')
print(x_show)
print('-----')
print('')

if save_results == True:
    header_best = ''
    for j in range(d):
        header_best = header_best+'D'+str(j+1)+';'
    header_best = header_best+'ObjFunc'
    header_best = header_best+'Gen'
    name_best = simulation_name+'.csv'
    print(header_best)
    np.savetxt(name_best, RESULTS ,delimiter = ';', header = header_best)

return x

# #####
# ##### Variáveis Globais #####
# #####

cl_data = read_data_cl()
cd_data = read_data_cd()
chord_dist = ler_dados_corda()
tor_dist = ler_dados_tor()
var_gama = read_var_gama()
var_gama_1 = read_var_gama_1()
var_gama_2 = read_var_gama_2()

nrel_turb = np.array((2, 72, 3, 1, 0.356, 1))
cp_nrel = calc_cp(nrel_turb, 5, 0)

volume_base = calc_volume(nrel_turb)

#####
##### Velocidades médias de 4 m/s #####
#####
V_med = 4

k=1.5
C=round(V_med/gamma(1+1/k),2)
prod_base = calc_AEP(nrel_turb, C, k, 3, 25, 50, 0)

```



```

best = diff_evo(C,k,50,0.7, 0.9, 100, True, 1, 0.5)
best = diff_evo(C,k,50,0.7, 0.9, 100, True, 1, 1.0)
best = diff_evo(C,k,50,0.7, 0.9, 100, True, 2, 0.0)
best = diff_evo(C,k,50,0.7, 0.9, 100, True, 2, 0.5)
best = diff_evo(C,k,50,0.7, 0.9, 100, True, 2, 1.0)

```

```

#####
##### Velocidades médias de 6 m/s #####
#####
V_med = 8

```

```

k=1.5
C=round(V_med/gamma(1+1/k),2)
prod_base = calc_AEP(nrel_turb, C, k, 3, 25, 50, 0)
best = diff_evo(C,k,50,0.7, 0.9, 100, True, 0, 0.0)
best = diff_evo(C,k,50,0.7, 0.9, 100, True, 0, 0.5)
best = diff_evo(C,k,50,0.7, 0.9, 100, True, 0, 1.0)
best = diff_evo(C,k,50,0.7, 0.9, 100, True, 1, 0.0)
best = diff_evo(C,k,50,0.7, 0.9, 100, True, 1, 0.5)
best = diff_evo(C,k,50,0.7, 0.9, 100, True, 1, 1.0)
best = diff_evo(C,k,50,0.7, 0.9, 100, True, 2, 0.0)
best = diff_evo(C,k,50,0.7, 0.9, 100, True, 2, 0.5)
best = diff_evo(C,k,50,0.7, 0.9, 100, True, 2, 1.0)

```

```

k=2.0
C=round(V_med/gamma(1+1/k),2)
prod_base = calc_AEP(nrel_turb, C, k, 3, 25, 50, 0)
best = diff_evo(C,k,50,0.7, 0.9, 100, True, 0, 0.0)
best = diff_evo(C,k,50,0.7, 0.9, 100, True, 0, 0.5)
best = diff_evo(C,k,50,0.7, 0.9, 100, True, 0, 1.0)
best = diff_evo(C,k,50,0.7, 0.9, 100, True, 1, 0.0)
best = diff_evo(C,k,50,0.7, 0.9, 100, True, 1, 0.5)
best = diff_evo(C,k,50,0.7, 0.9, 100, True, 1, 1.0)
best = diff_evo(C,k,50,0.7, 0.9, 100, True, 2, 0.0)
best = diff_evo(C,k,50,0.7, 0.9, 100, True, 2, 0.5)
best = diff_evo(C,k,50,0.7, 0.9, 100, True, 2, 1.0)

```

```

k=3.0
C=round(V_med/gamma(1+1/k),2)
prod_base = calc_AEP(nrel_turb, C, k, 3, 25, 50, 0)
best = diff_evo(C,k,50,0.7, 0.9, 100, True, 0, 0.0)
best = diff_evo(C,k,50,0.7, 0.9, 100, True, 0, 0.5)
best = diff_evo(C,k,50,0.7, 0.9, 100, True, 0, 1.0)
best = diff_evo(C,k,50,0.7, 0.9, 100, True, 1, 0.0)
best = diff_evo(C,k,50,0.7, 0.9, 100, True, 1, 0.5)
best = diff_evo(C,k,50,0.7, 0.9, 100, True, 1, 1.0)
best = diff_evo(C,k,50,0.7, 0.9, 100, True, 2, 0.0)
best = diff_evo(C,k,50,0.7, 0.9, 100, True, 2, 0.5)
best = diff_evo(C,k,50,0.7, 0.9, 100, True, 2, 1.0)

```

APÊNDICE C: Gráficos de convergência de Evolução Diferencial

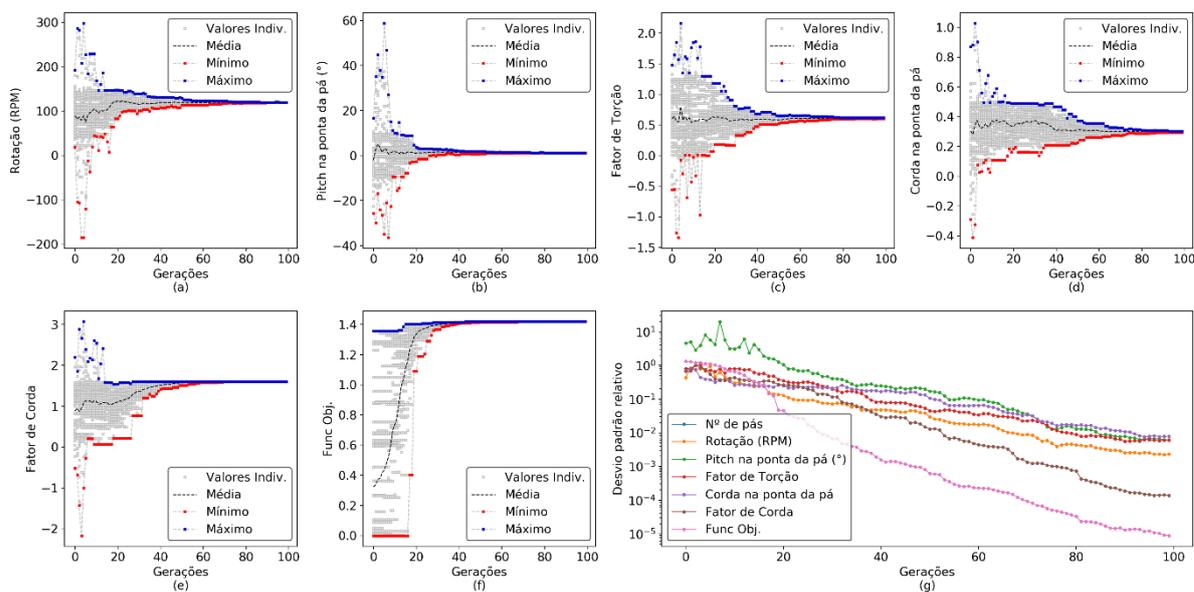


Figura A1: Convergência de para maximização de AEP sem difusor para $\langle V \rangle = 4 \text{ m/s}$, $k=1,5$

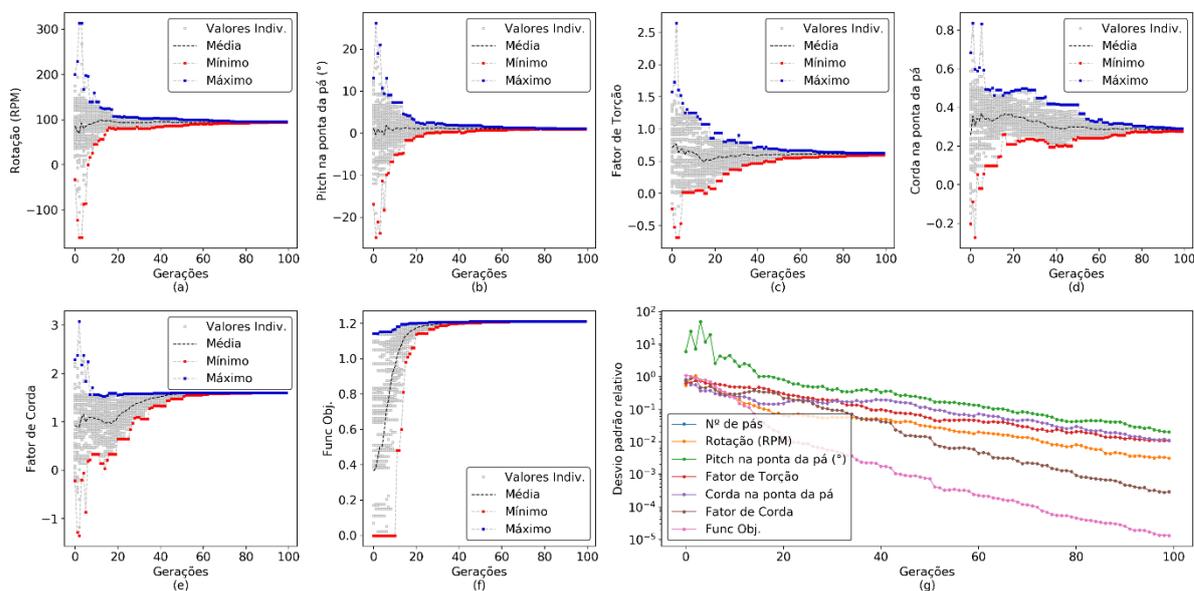


Figura A2: Convergência de para maximização de AEP sem difusor para $\langle V \rangle = 4 \text{ m/s}$, $k=2,0$.

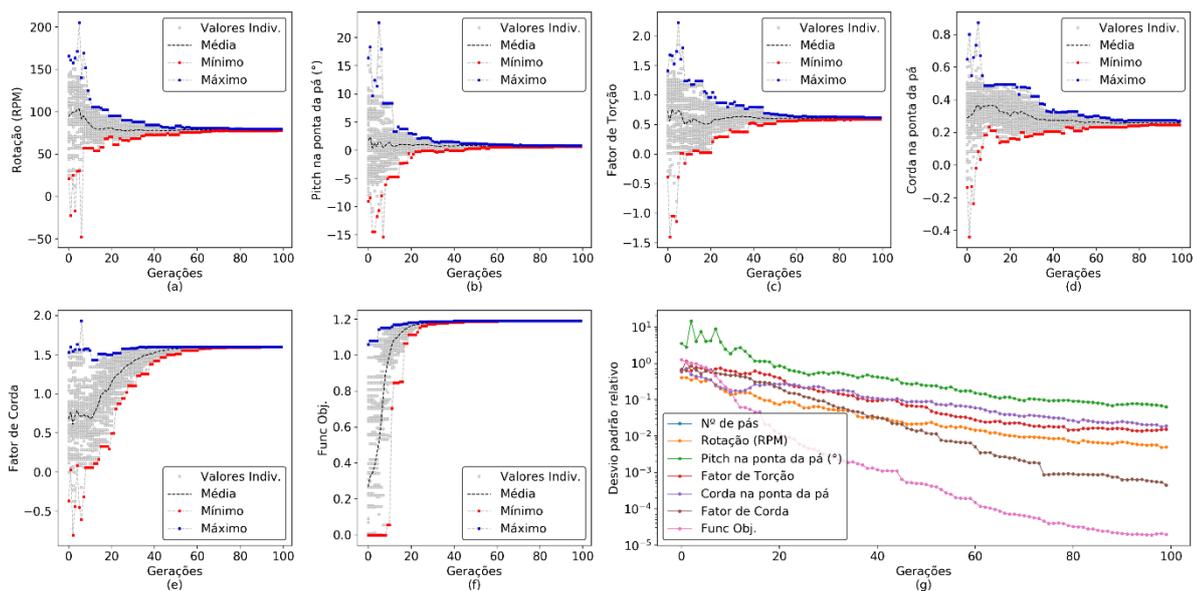


Figura A3 Convergência de para maximização de AEP sem difusor para $\langle V \rangle = 4 \text{ m/s}$, $k=3,0$.

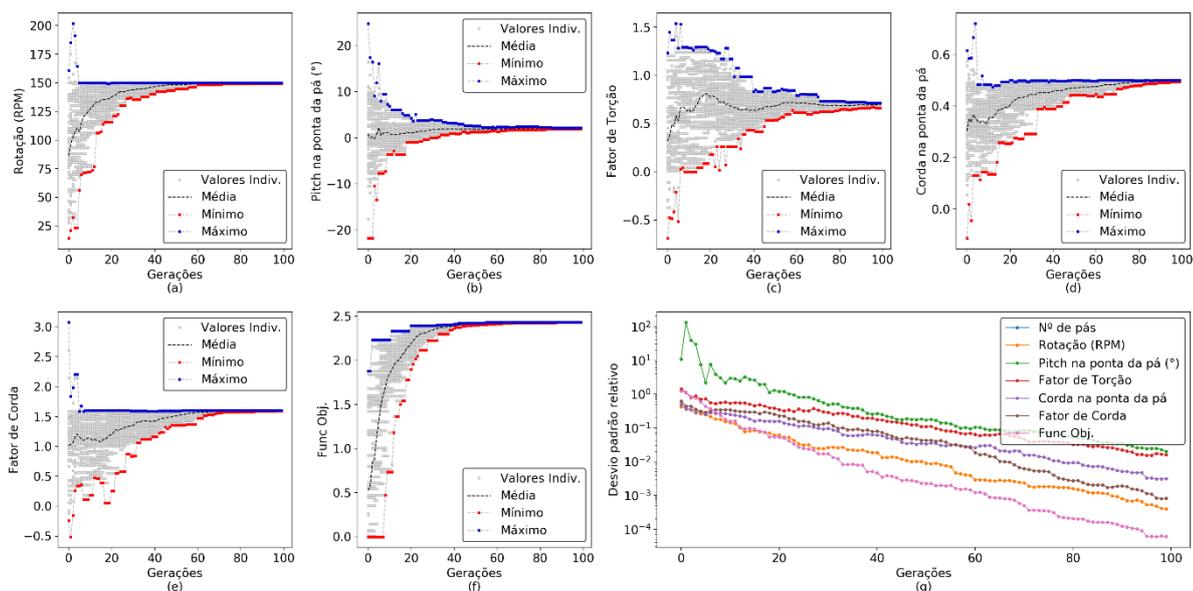


Figura A4: Convergência de para maximização de AEP sem difusor para $\langle V \rangle = 6 \text{ m/s}$, $k=1,5$.

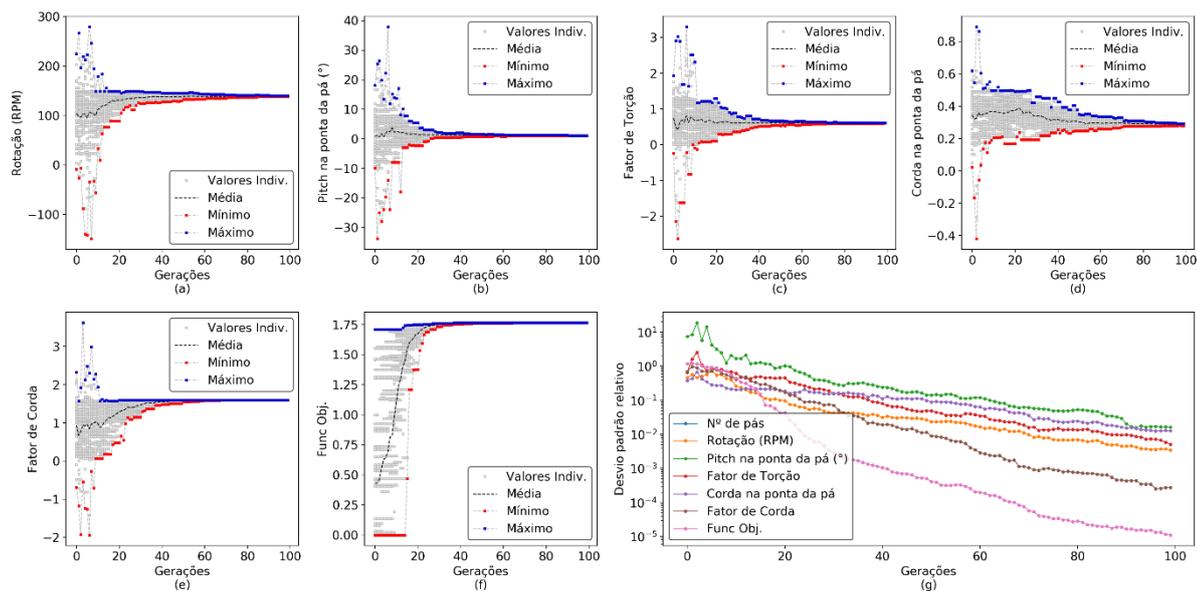


Figura A5: Convergência de para maximização de AEP sem difusor para $\langle V \rangle = 6 \text{ m/s}$, $k=2,0$.

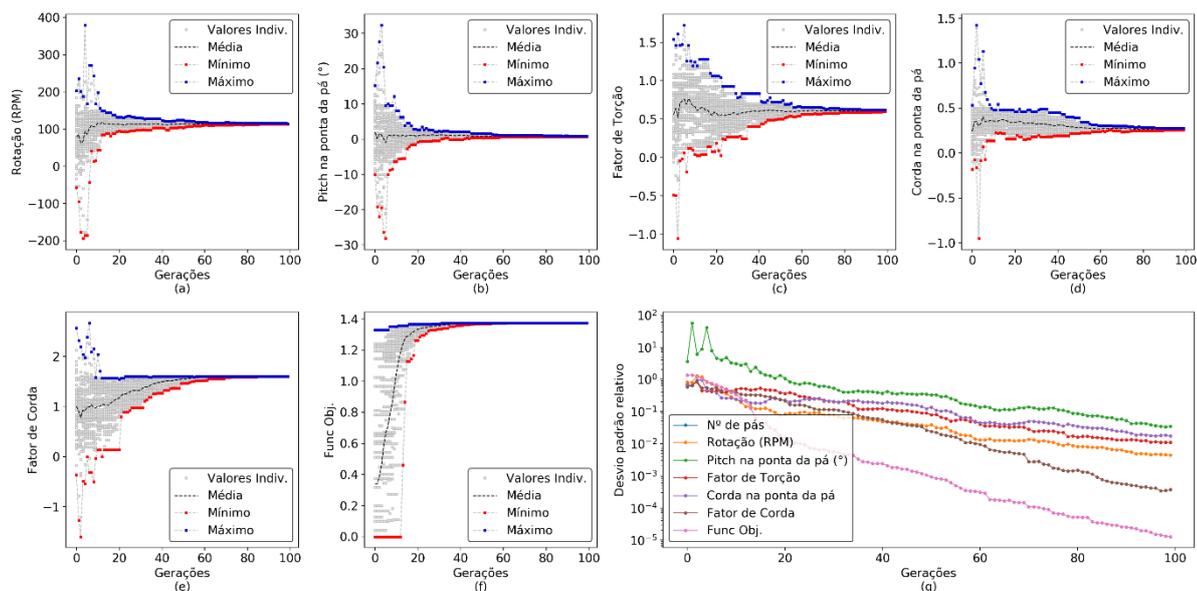


Figura A6: Convergência de para maximização de AEP sem difusor para $\langle V \rangle = 6 \text{ m/s}$, $k=3,0$.

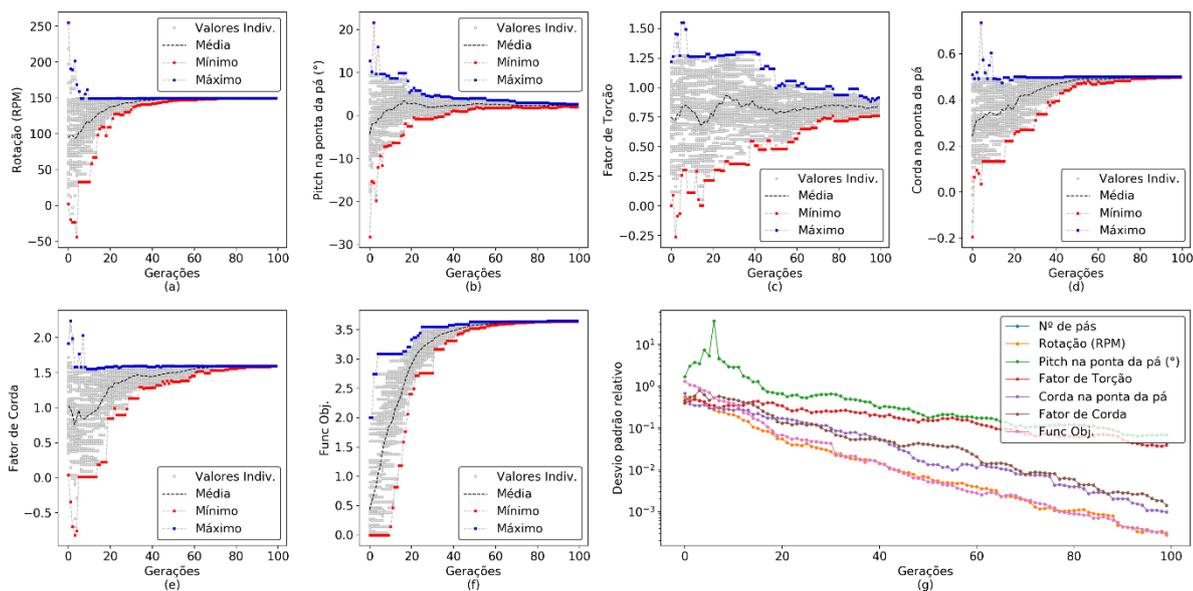


Figura A7: Convergência de para maximização de AEP sem difusor para $\langle V \rangle = 8\text{m/s}$, $k=1,5$.

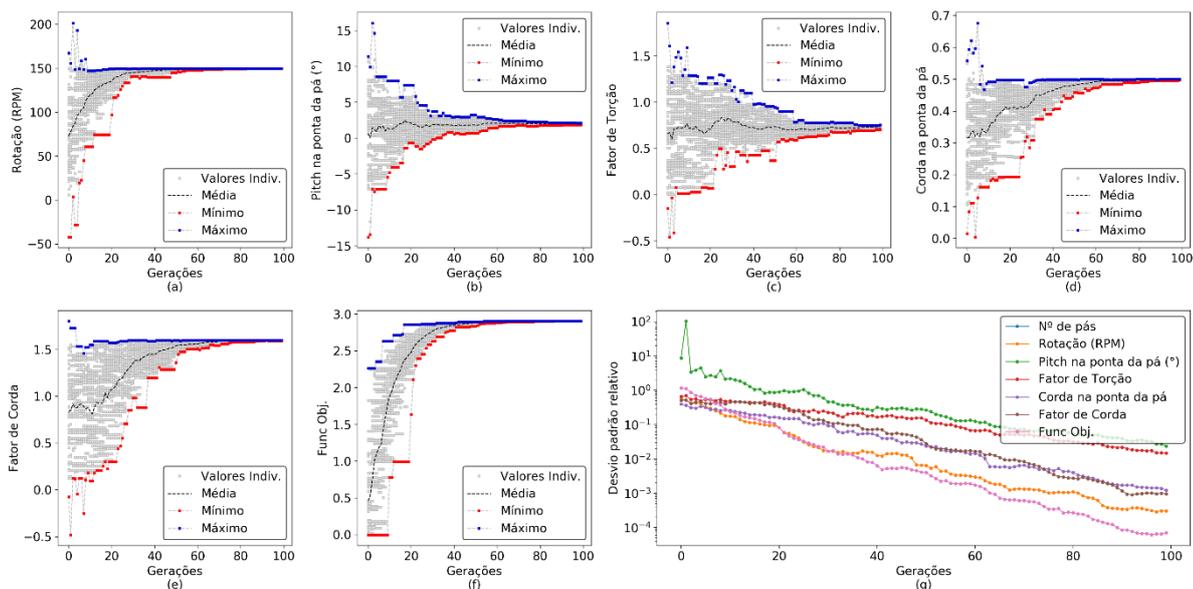


Figura A8: Convergência de para maximização de AEP sem difusor para $\langle V \rangle = 8\text{m/s}$, $k=2,0$.

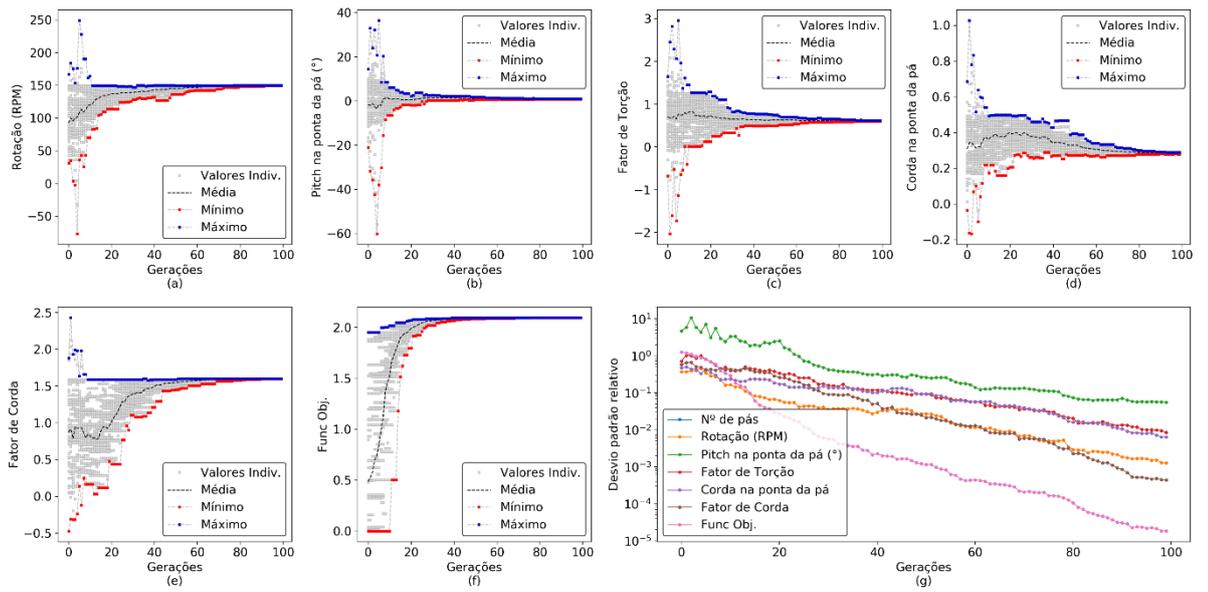


Figura A9: Convergência de para maximização de AEP sem difusor para $\langle V \rangle = 8 \text{ m/s}$, $k=3,0$.

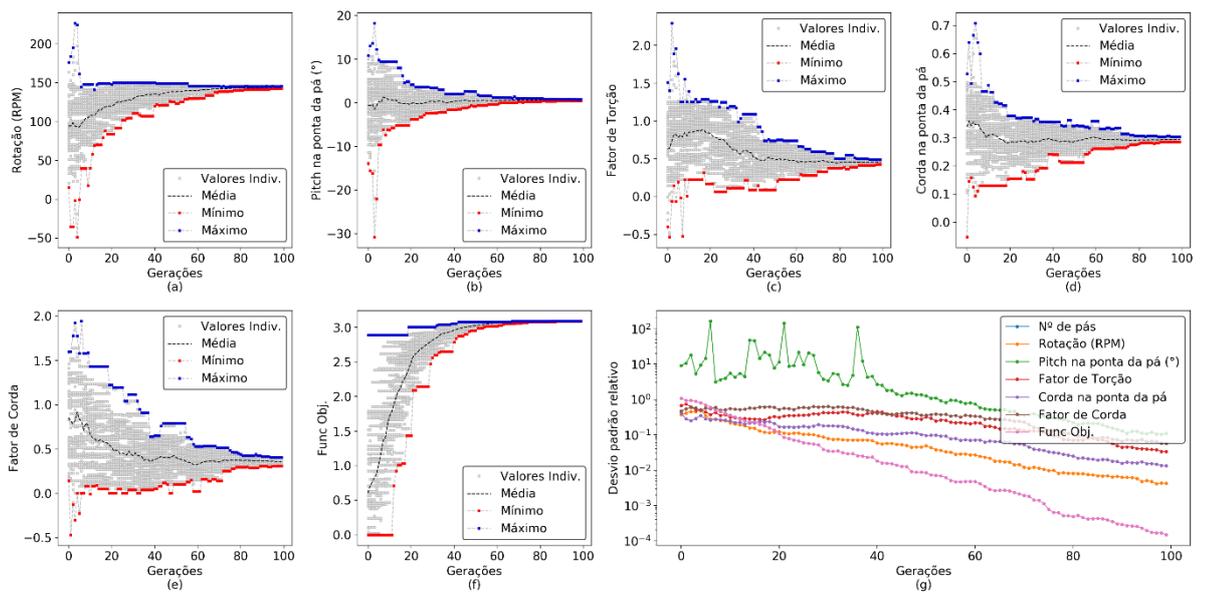


Figura A10: Convergência de para maximização de AEP/Volume sem difusor para $\langle V \rangle = 4 \text{ m/s}$, $k=1,5$.

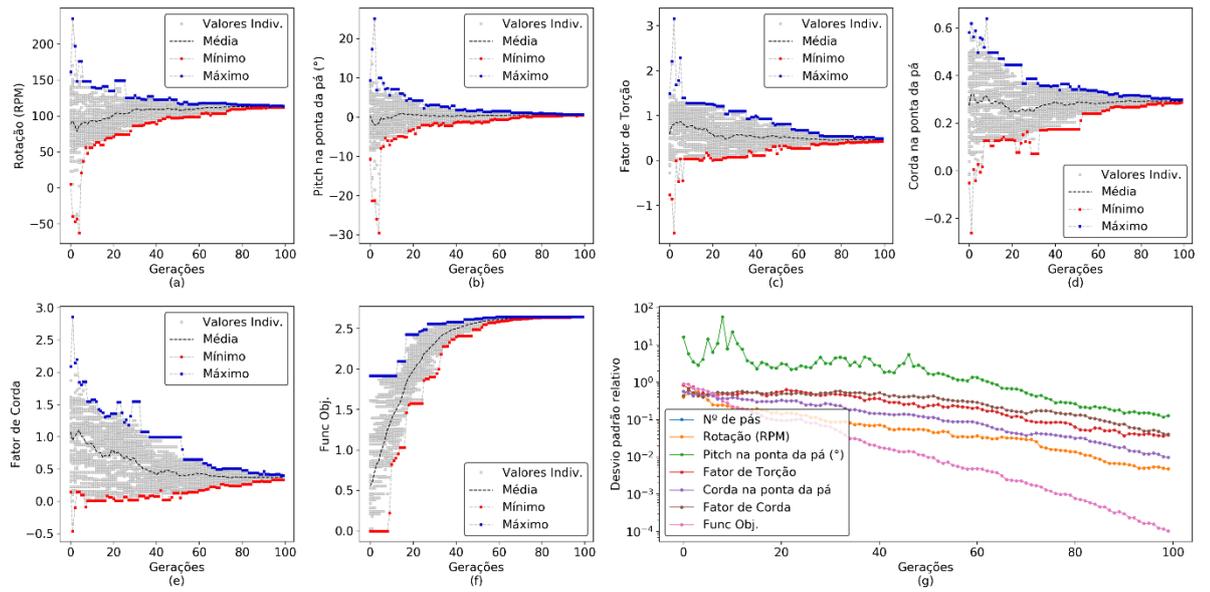


Figura A11: Convergência de para maximização de AEP/Volume sem difusor para $\langle V \rangle = 4\text{m/s}$, $k=2,0$.

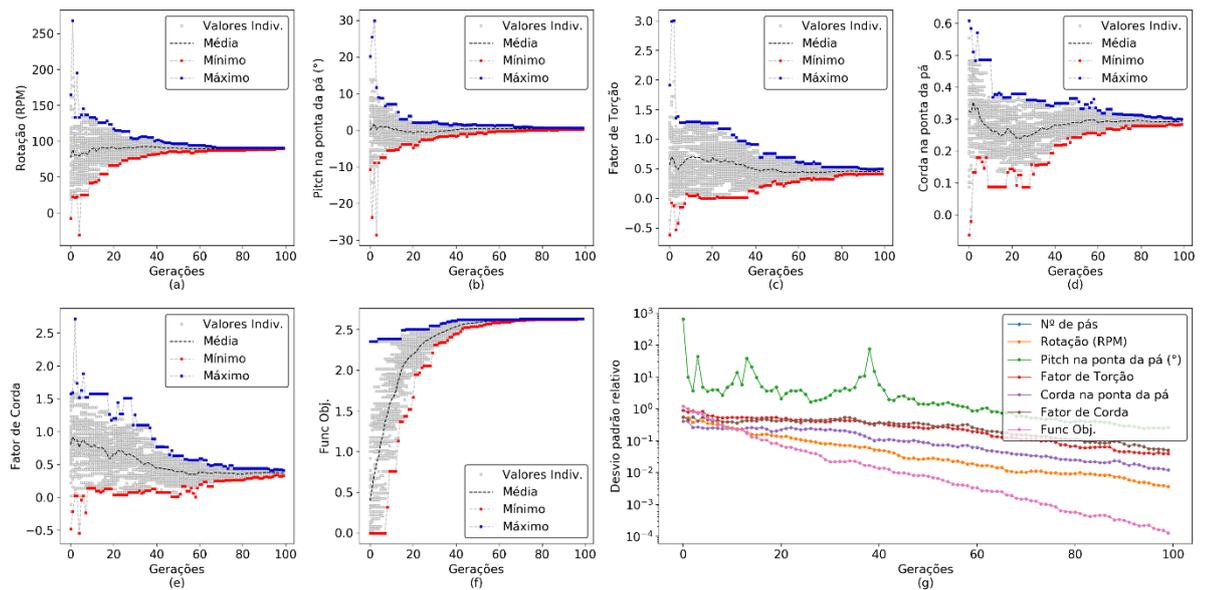


Figura A12: Convergência de para maximização de AEP/Volume sem difusor para $\langle V \rangle = 4\text{m/s}$, $k=3,0$.

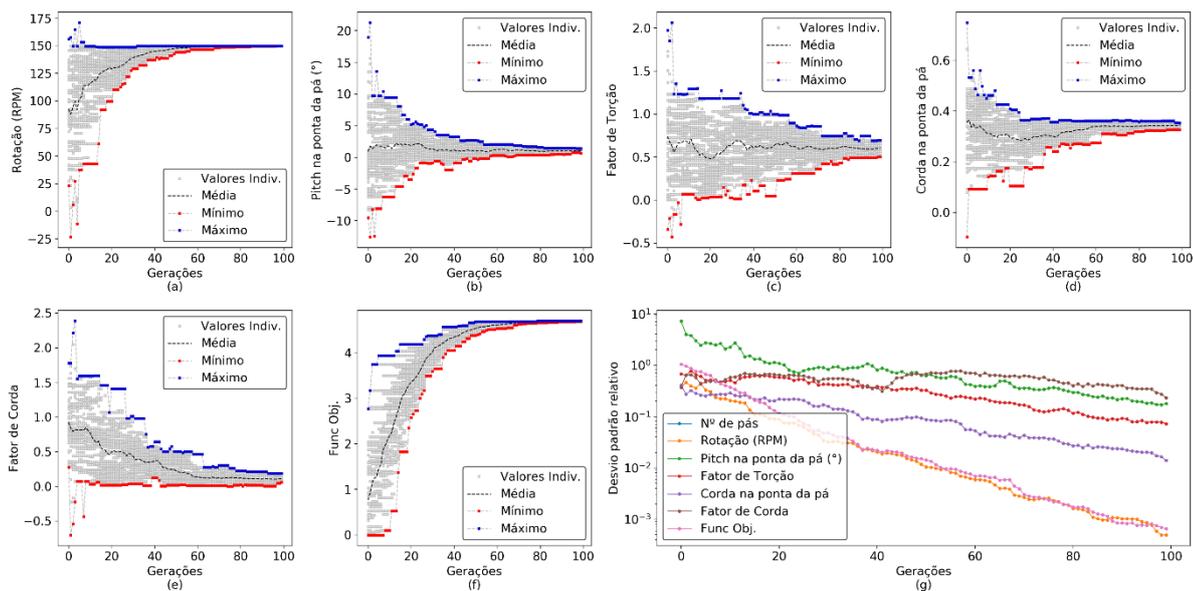


Figura A13 Convergência de para maximização de AEP/Volume sem difusor para $\langle V \rangle = 6 \text{ m/s}$, $k=1,5$.

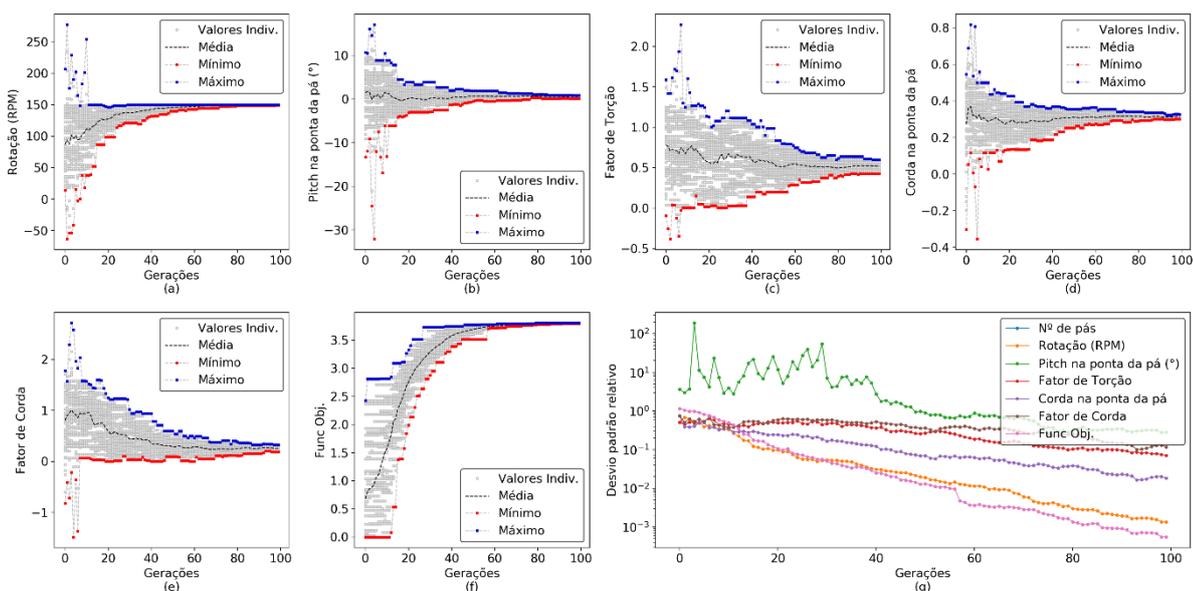


Figura A14: Convergência de para maximização de AEP/Volume sem difusor para $\langle V \rangle = 6 \text{ m/s}$, $k=2,0$.

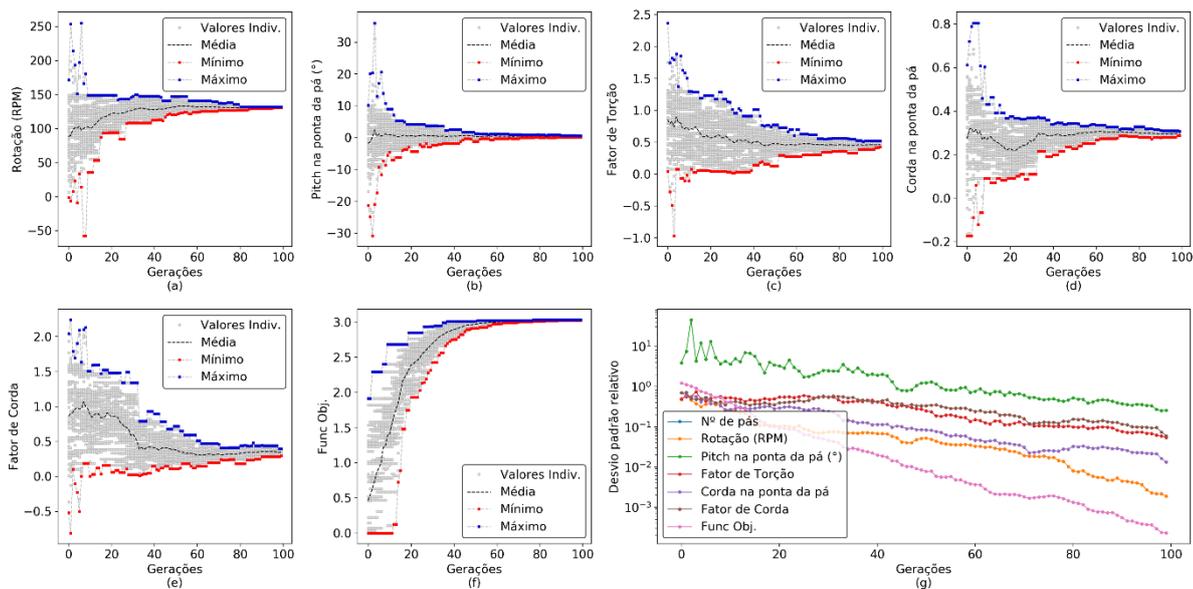


Figura A15: Convergência de para maximização de AEP/Volume sem difusor para $\langle V \rangle = 6 \text{ m/s}$, $k=3,0$.

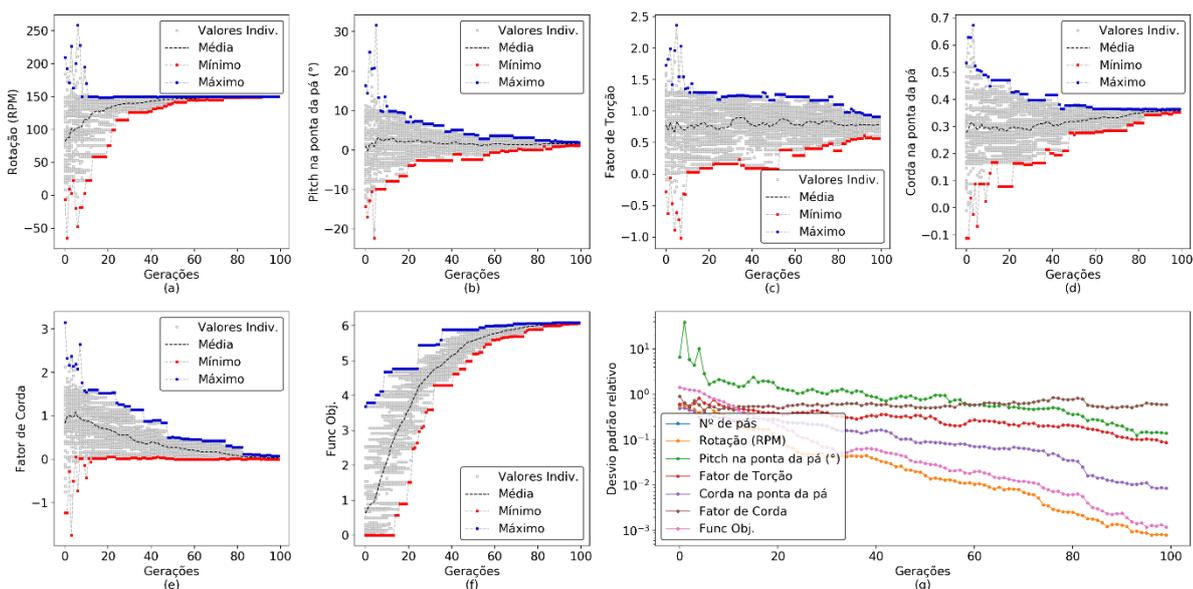


Figura A16: Convergência de para maximização de AEP/Volume sem difusor para $\langle V \rangle = 8 \text{ m/s}$, $k=1,5$.

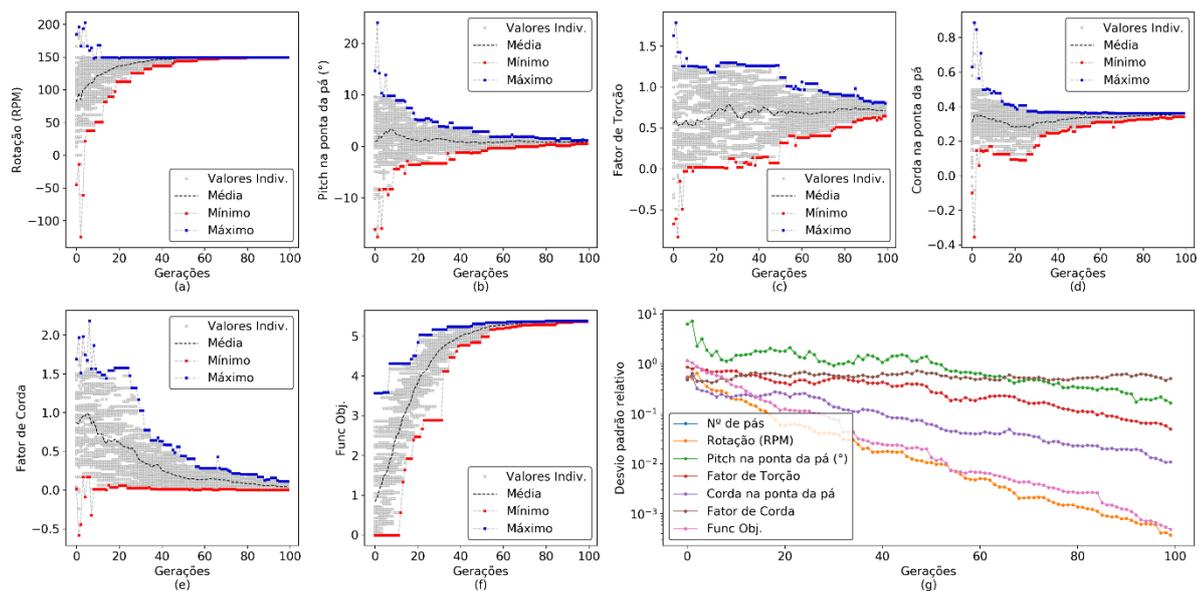


Figura A17: Convergência de para maximização de AEP/Volume sem difusor para $\langle V \rangle = 8 \text{ m/s}$, $k=2,0$.

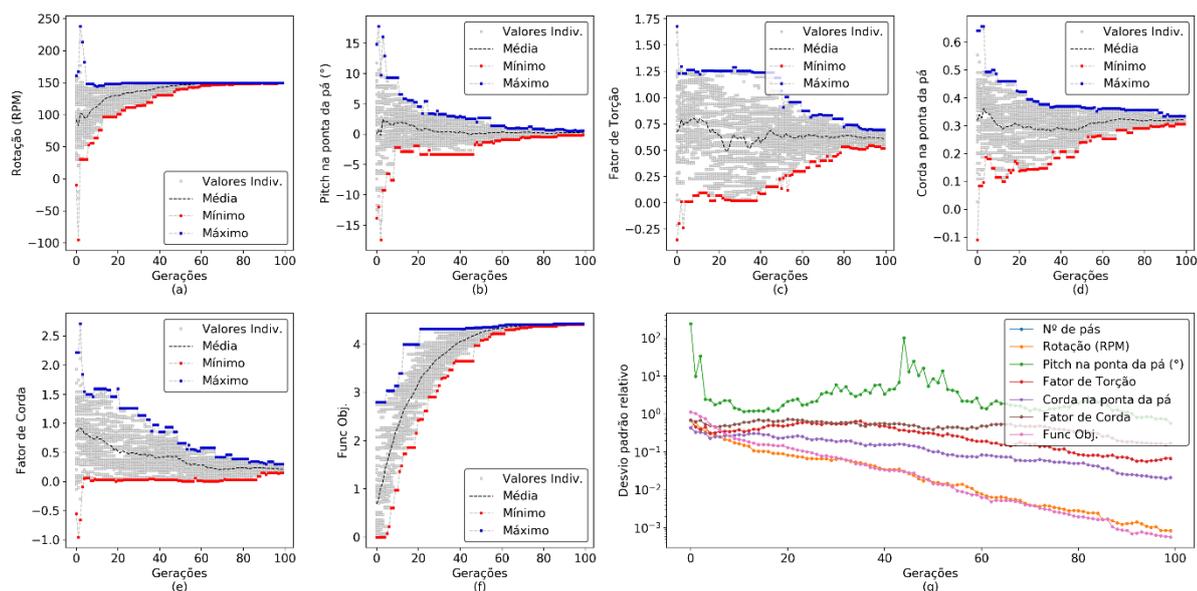


Figura A18: Convergência de para maximização de AEP/Volume sem difusor para $\langle V \rangle = 8 \text{ m/s}$, $k=3,0$.

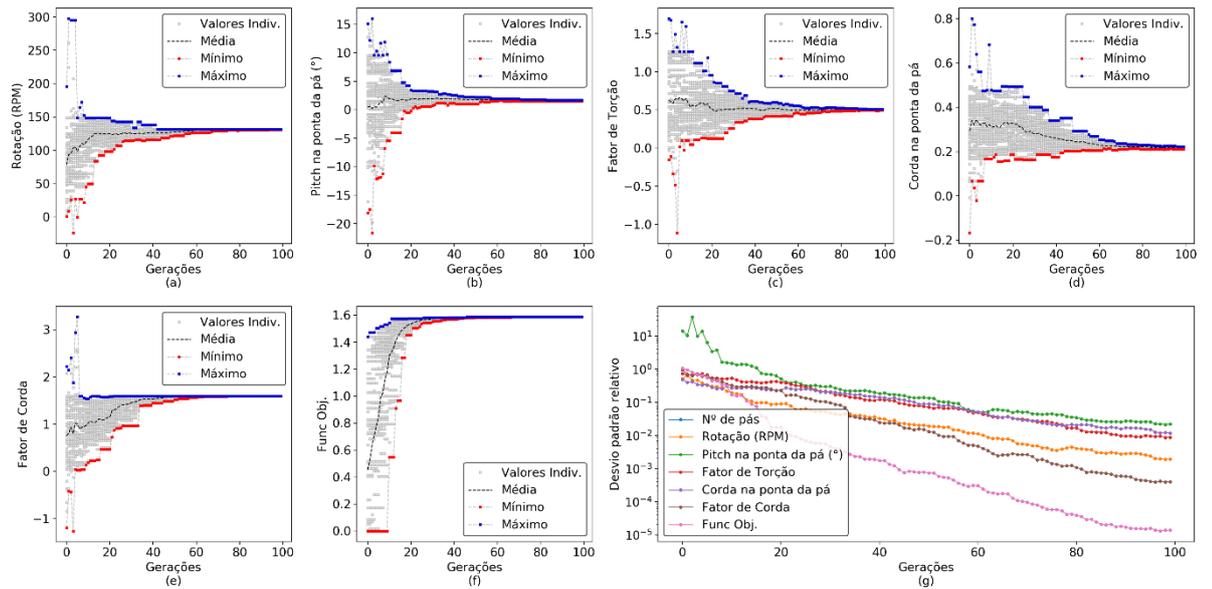


Figura A19: Convergência de para maximização de AEP com Difusor 1 para $\langle V \rangle = 4 \text{ m/s}$, $k=1,5$

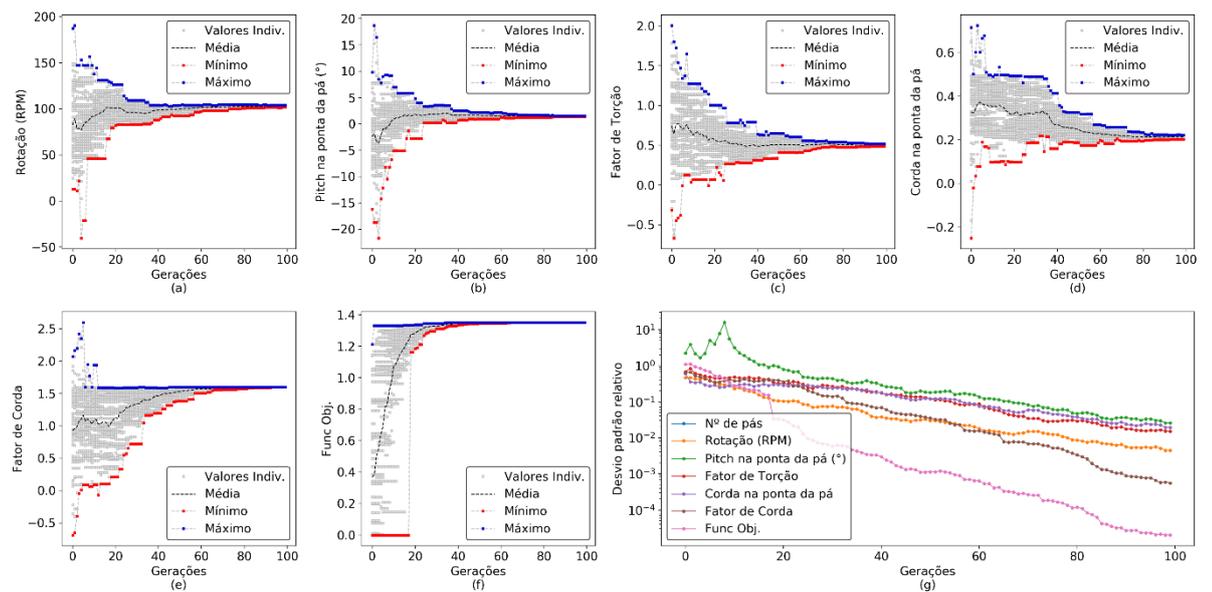


Figura A20: Convergência de para maximização de AEP com Difusor 1 para $\langle V \rangle = 4 \text{ m/s}$, $k=2,0$.

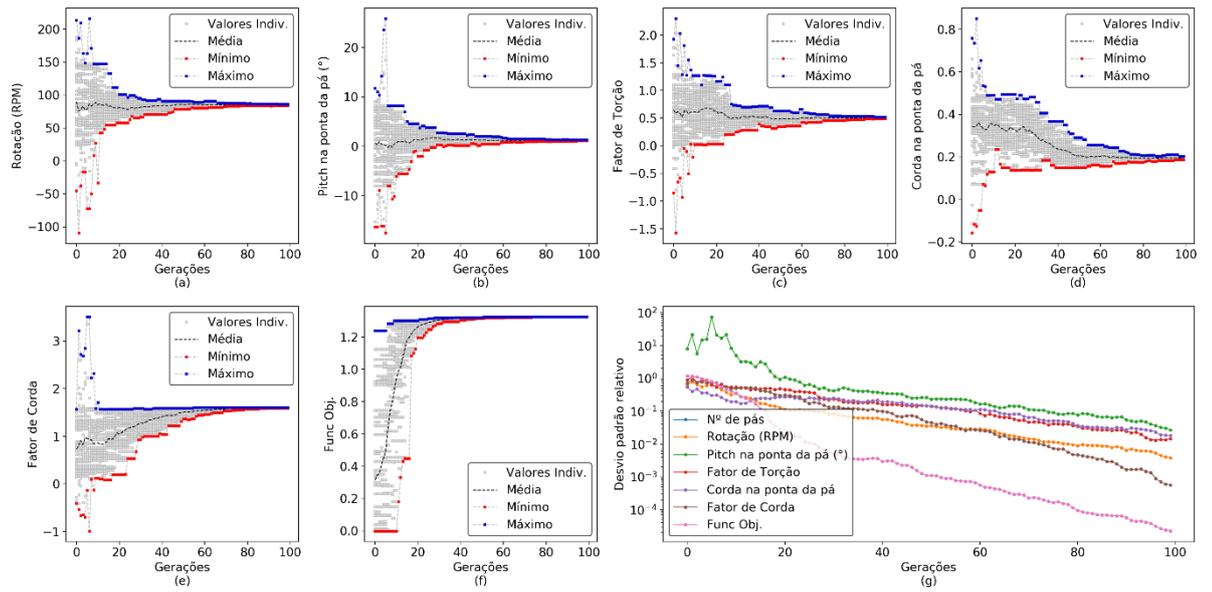


Figura A21 Convergência de para maximização de AEP com Difusor 1 para $\langle V \rangle = 4 \text{ m/s}$, $k=3,0$.

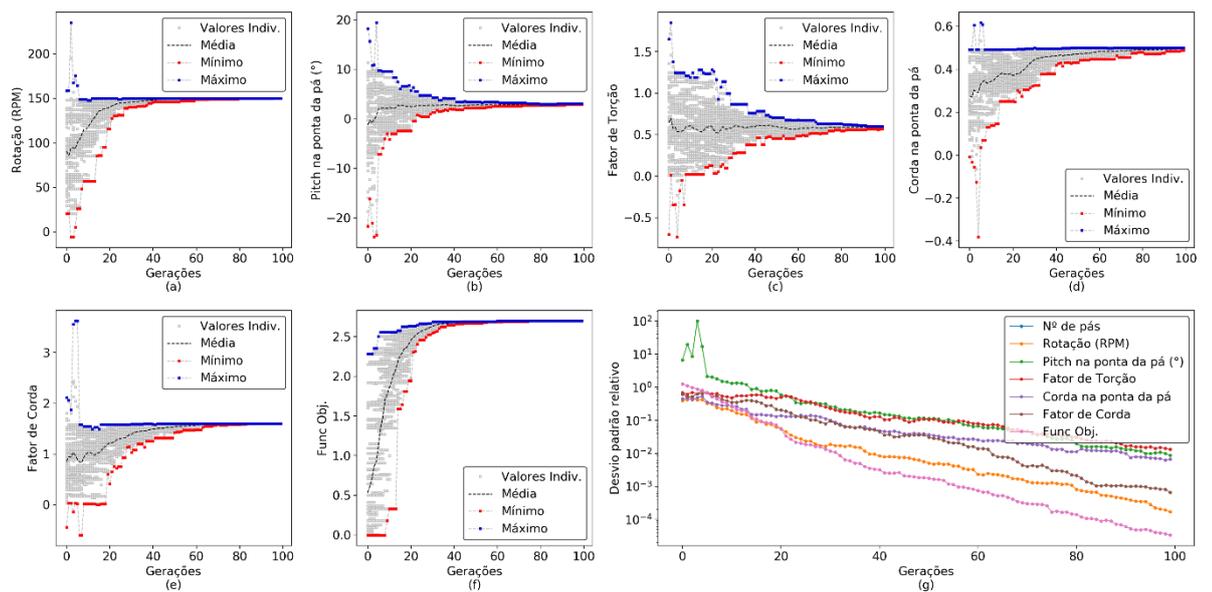


Figura A22: Convergência de para maximização de AEP com Difusor 1 para $\langle V \rangle = 6 \text{ m/s}$, $k=1,5$.

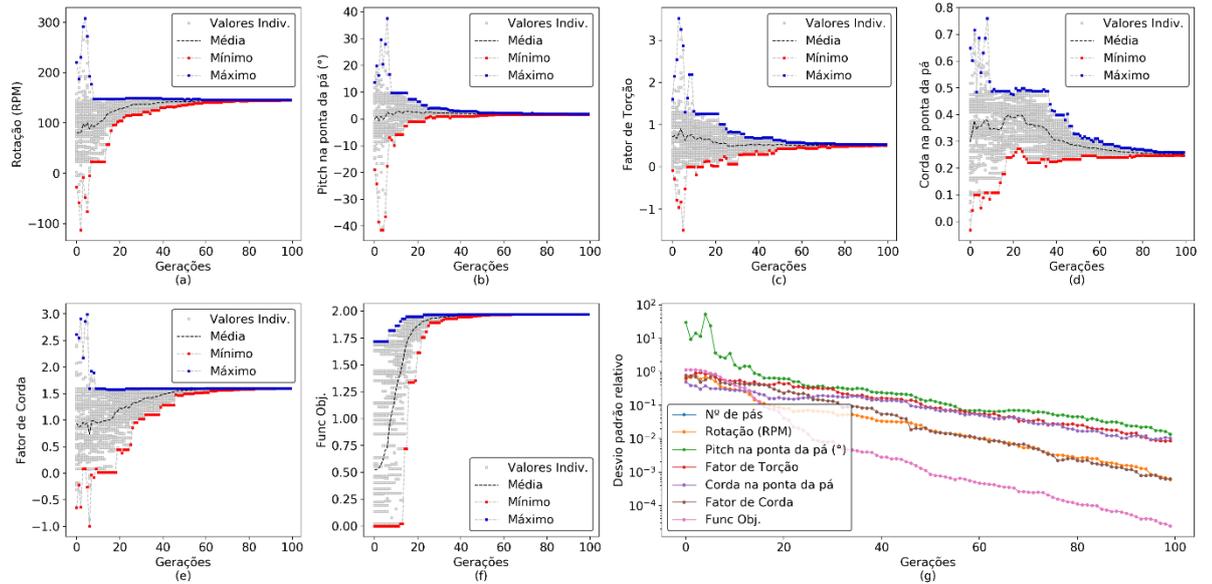


Figura A23: Convergência de para maximização de AEP com Difusor 1 para $\langle V \rangle = 6\text{ m/s}$, $k=2,0$.

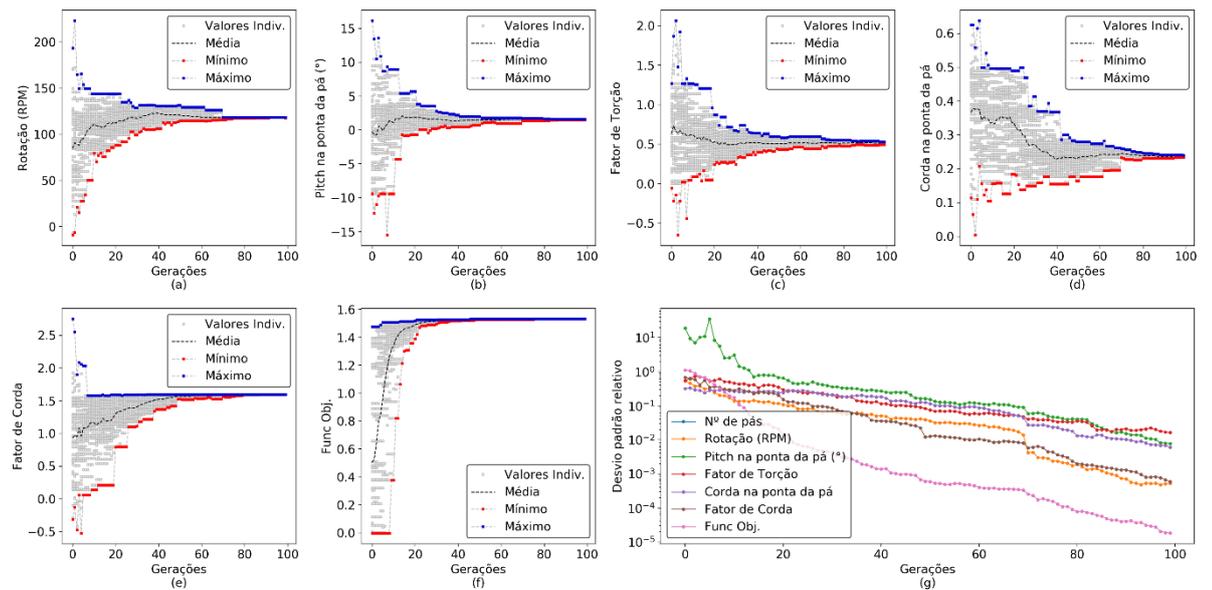


Figura A24: Convergência de para maximização de AEP com Difusor 1 para $\langle V \rangle = 6\text{ m/s}$, $k=3,0$.

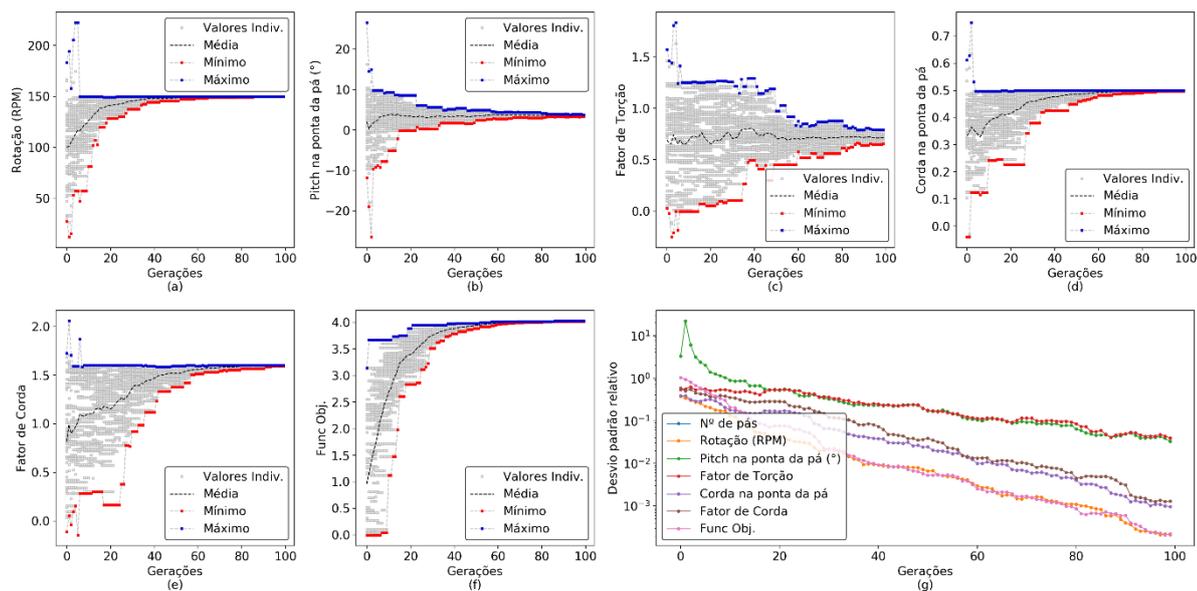


Figura A25: Convergência de para maximização de AEP com Difusor 1 para $\langle V \rangle = 8\text{m/s}$, $k=1,5$.

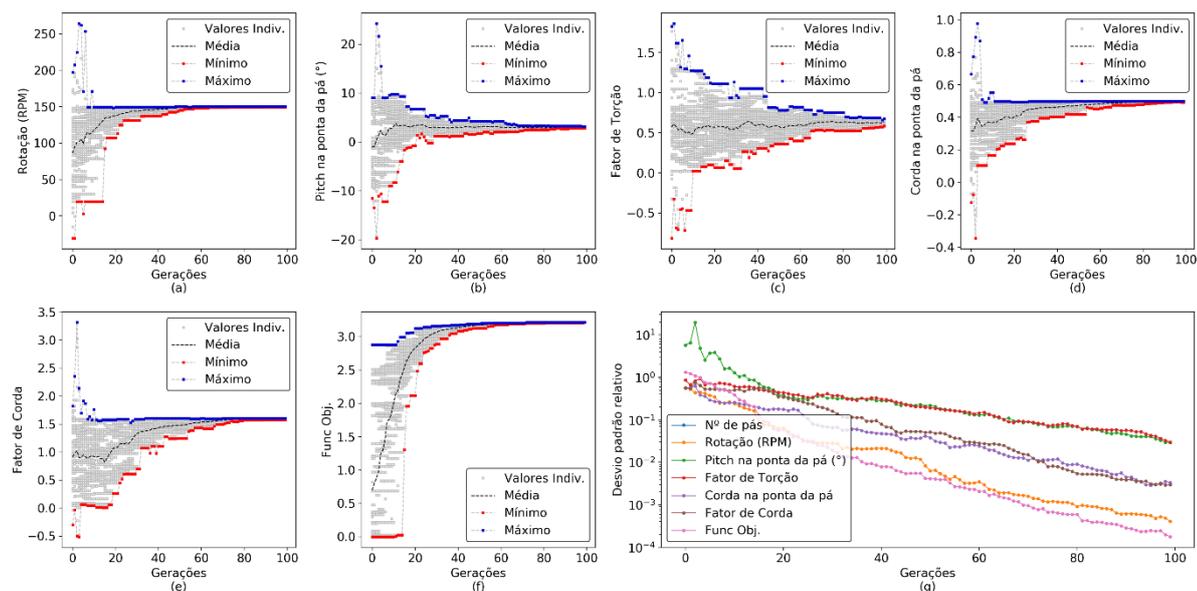


Figura A26: Convergência de para maximização de AEP com Difusor 1 para $\langle V \rangle = 8\text{m/s}$, $k=2,0$.

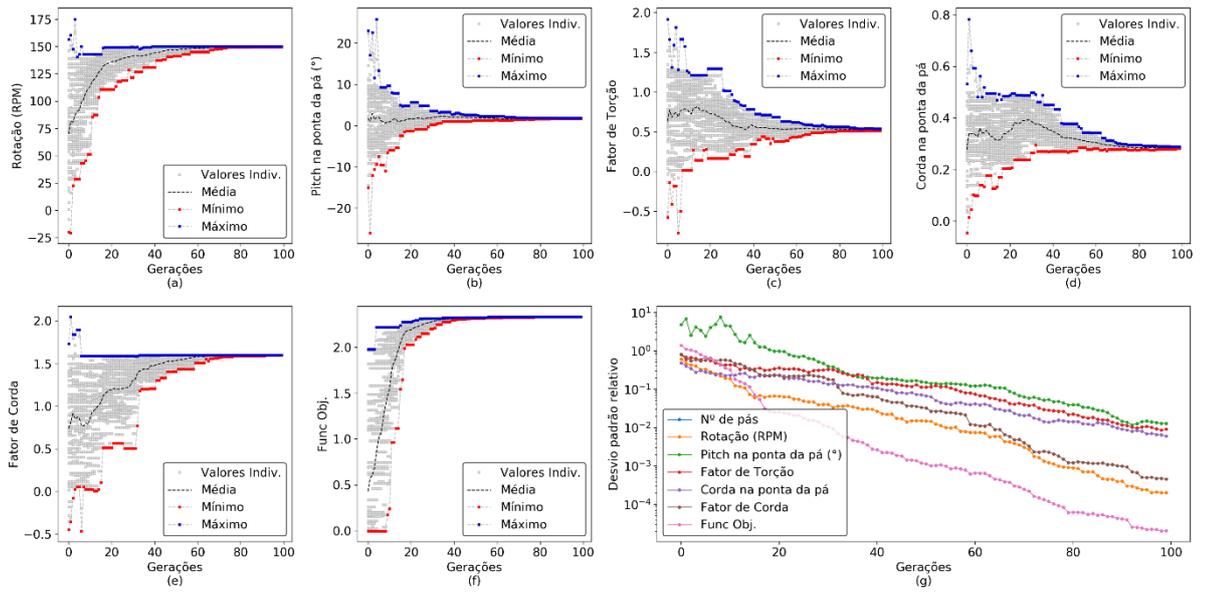


Figura A27: Convergência de para maximização de AEP com Difusor 1 para $\langle V \rangle = 8\text{m/s}$, $k=3,0$.

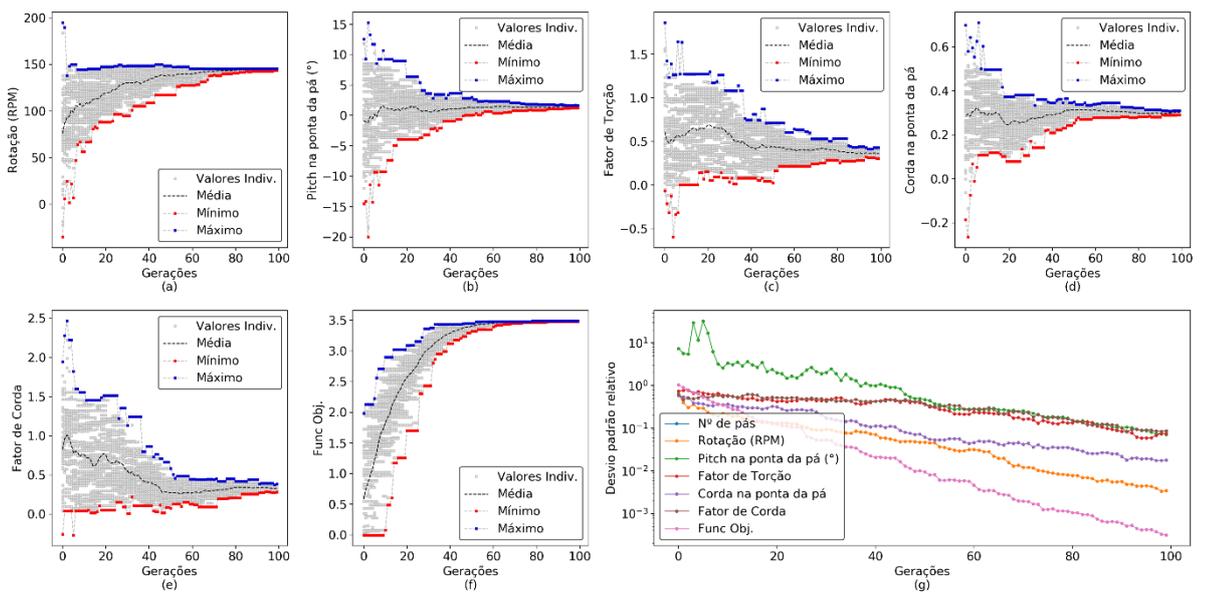


Figura A28: Convergência de para maximização de AEP/Volume com Difusor 1 para $\langle V \rangle = 4\text{m/s}$, $k=1,5$.

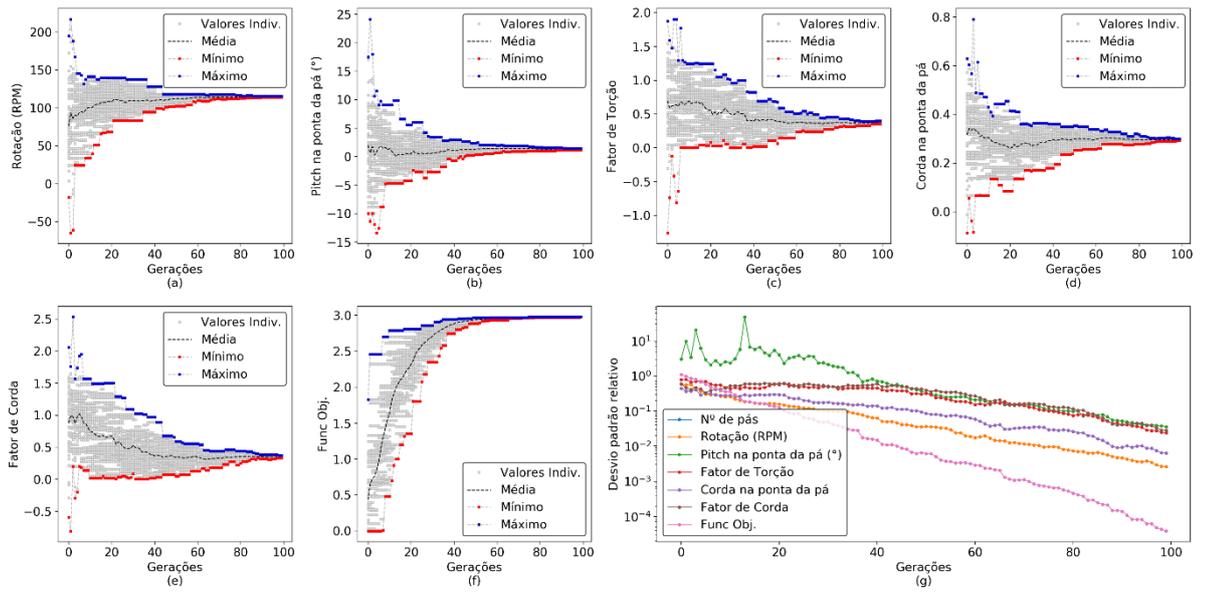


Figura A29: Convergência de para maximização de AEP/Volume com Difusor 1 para $\langle V \rangle = 4 \text{ m/s}$, $k=2,0$.

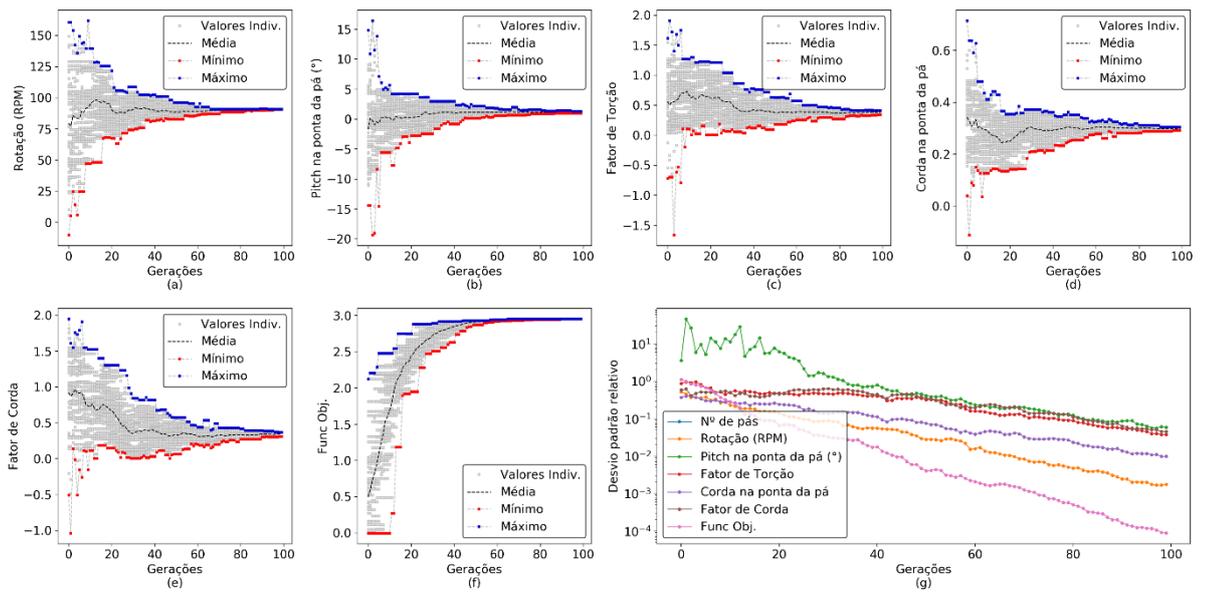


Figura A30: Convergência de para maximização de AEP/Volume com Difusor 1 para $\langle V \rangle = 4 \text{ m/s}$, $k=3,0$.

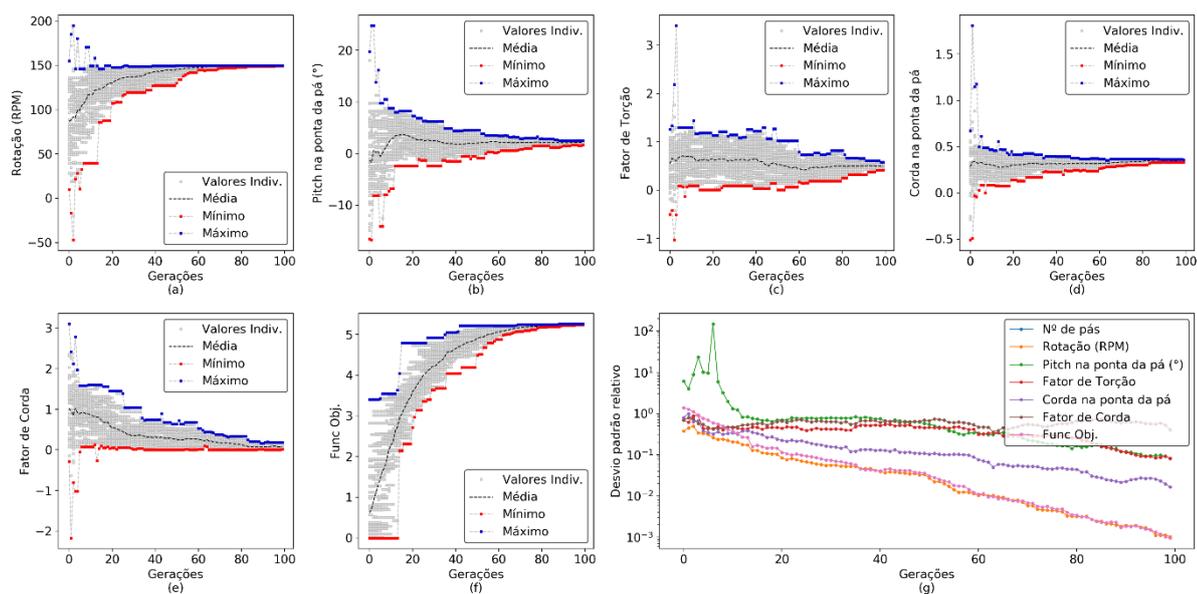


Figura A31 Convergência de para maximização de AEP/Volume com Difusor 1 para $\langle V \rangle = 6 \text{ m/s}$, $k=1,5$.

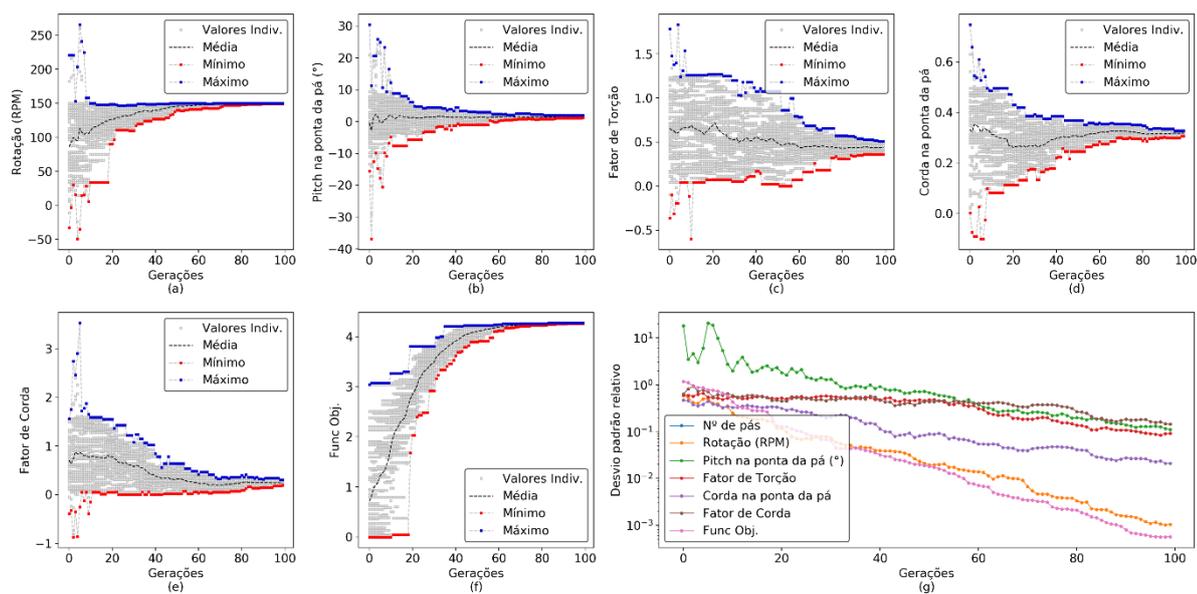


Figura A32: Convergência de para maximização de AEP/Volume com Difusor 1 para $\langle V \rangle = 6 \text{ m/s}$, $k=2,0$.

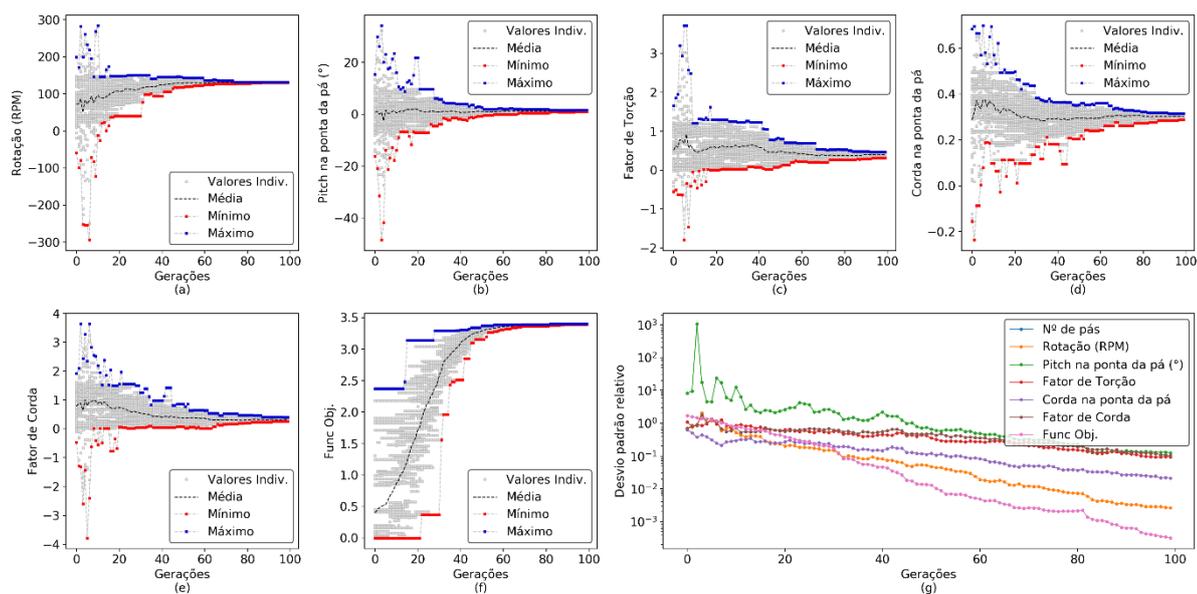


Figura A33: Convergência de para maximização de AEP/Volume com Difusor

1 para $\langle V \rangle = 6 \text{ m/s}$, $k=3,0$.

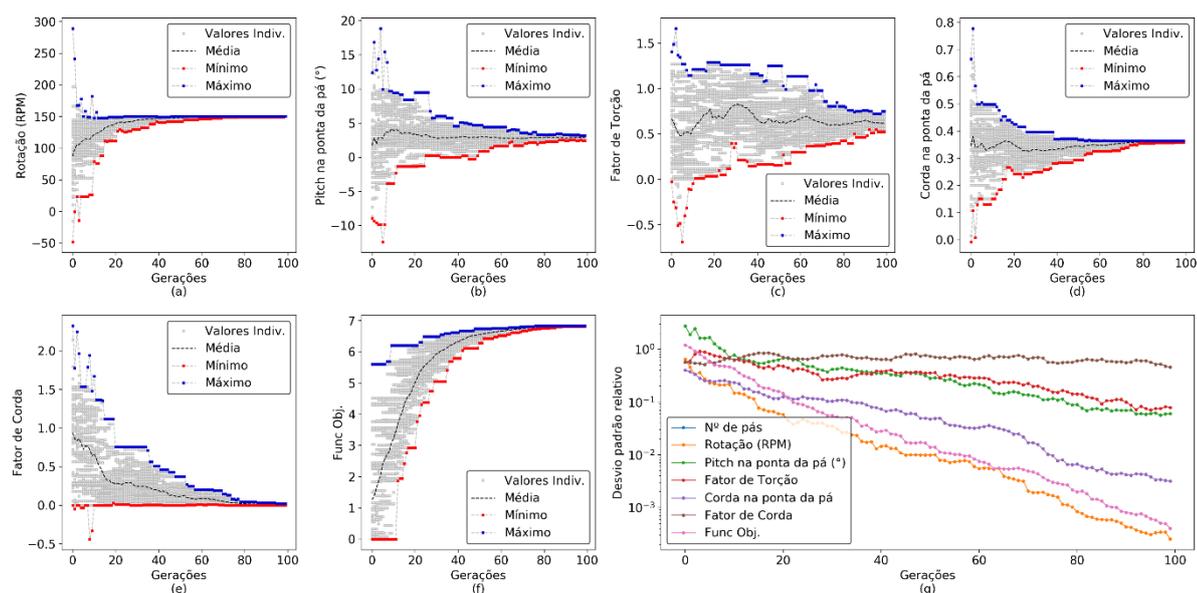


Figura A34: Convergência de para maximização de AEP/Volume com Difusor

1 para $\langle V \rangle = 8 \text{ m/s}$, $k=1,5$.

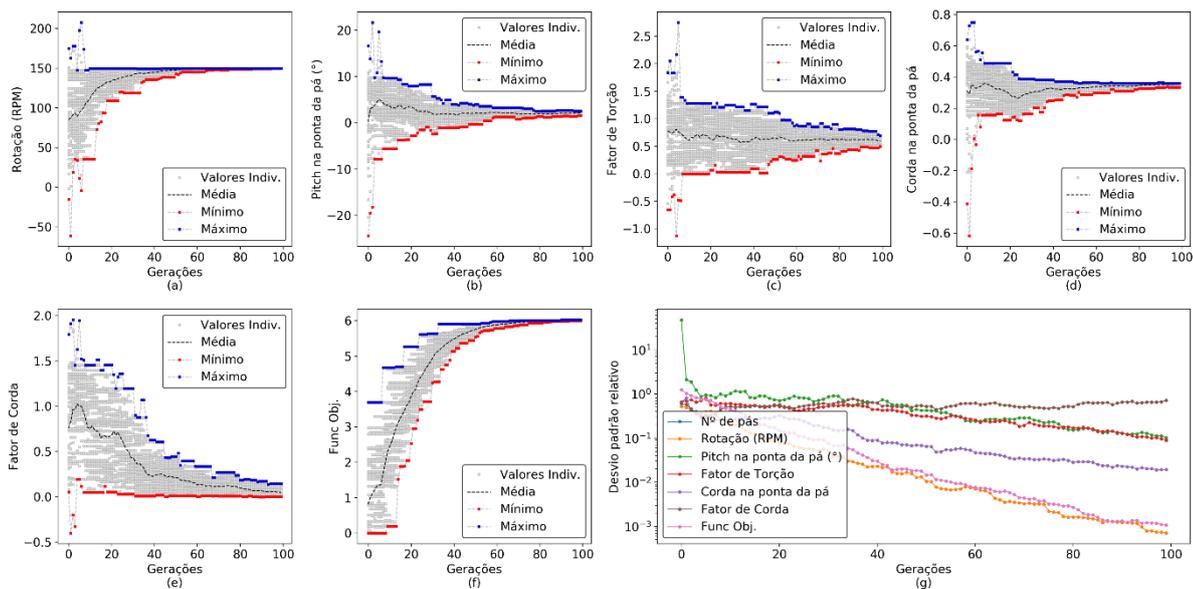


Figura A35: Convergência de para maximização de AEP/Volume com Difusor

1 para $\langle V \rangle = 8$ m/s, $k=2,0$.

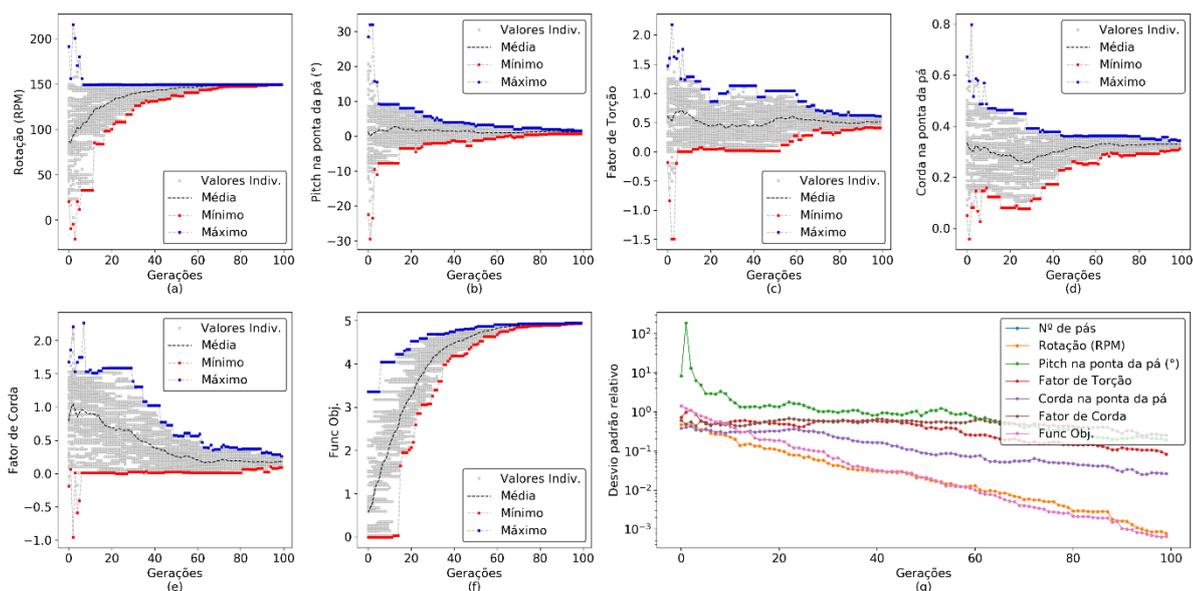


Figura A36: Convergência de para maximização de AEP/Volume com Difusor

1 para $\langle V \rangle = 8$ m/s, $k=3,0$.

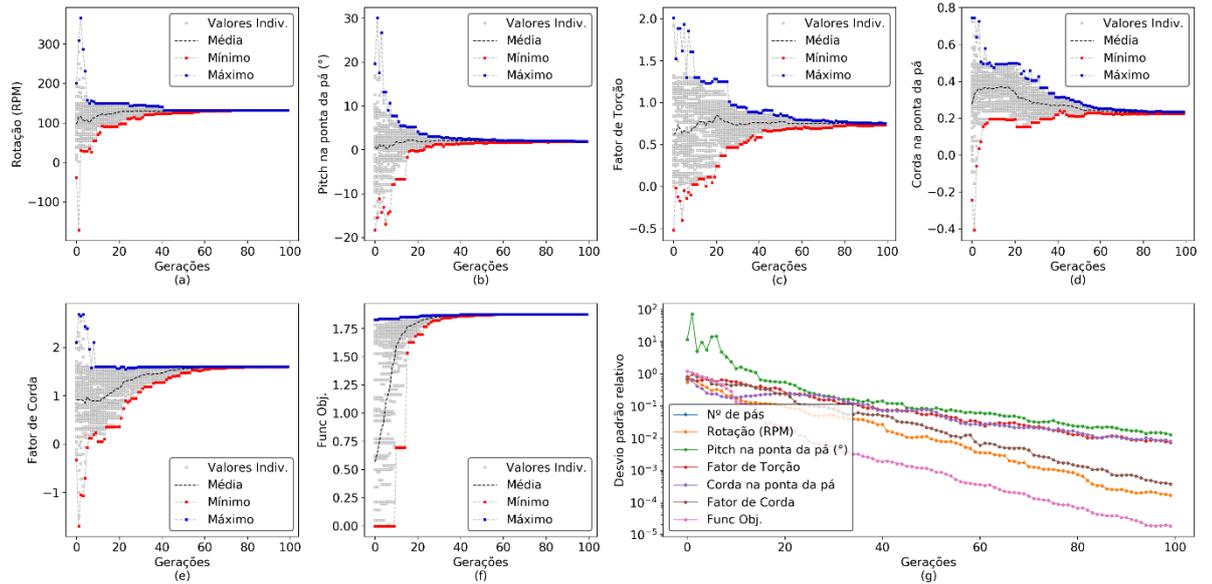


Figura A37: Convergência de para maximização de AEP com Difusor 2 para $\langle V \rangle = 4 \text{ m/s}$, $k=1,5$

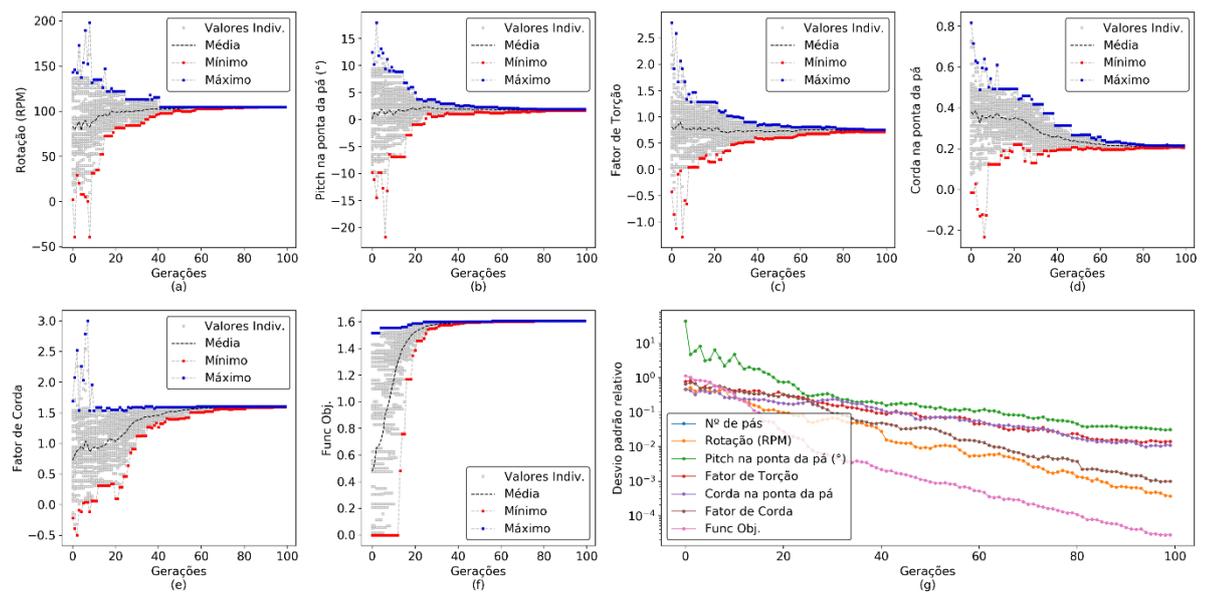


Figura A38: Convergência de para maximização de AEP com Difusor 2 para $\langle V \rangle = 4 \text{ m/s}$, $k=2,0$.

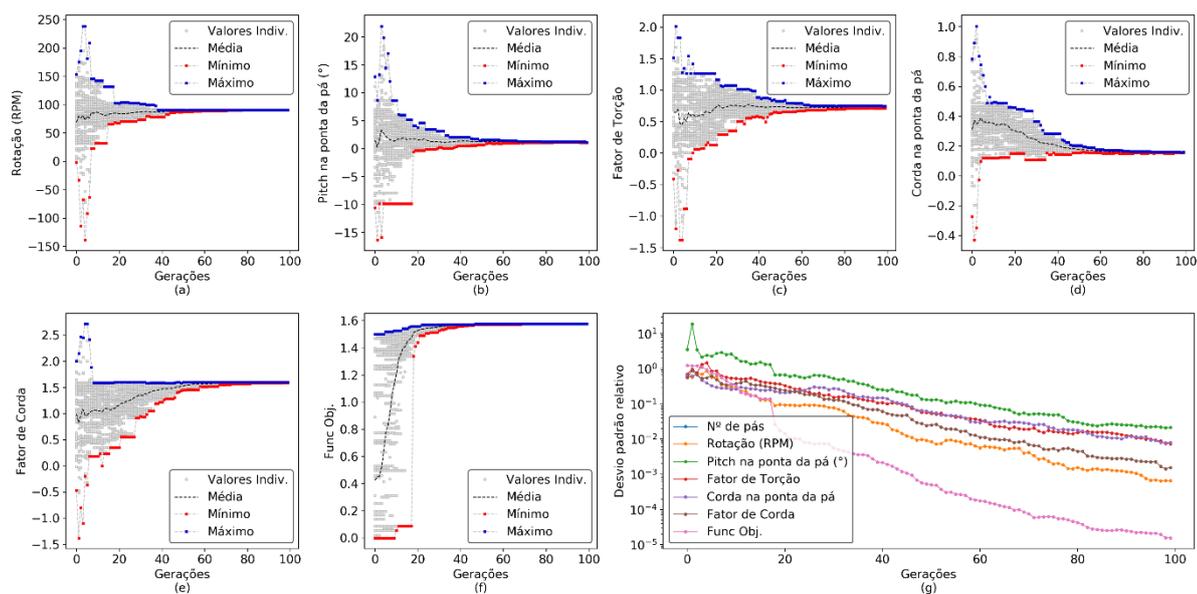


Figura A39 Convergência de para maximização de AEP com Difusor 2 para $\langle V \rangle = 4 \text{ m/s}$, $k=3,0$.

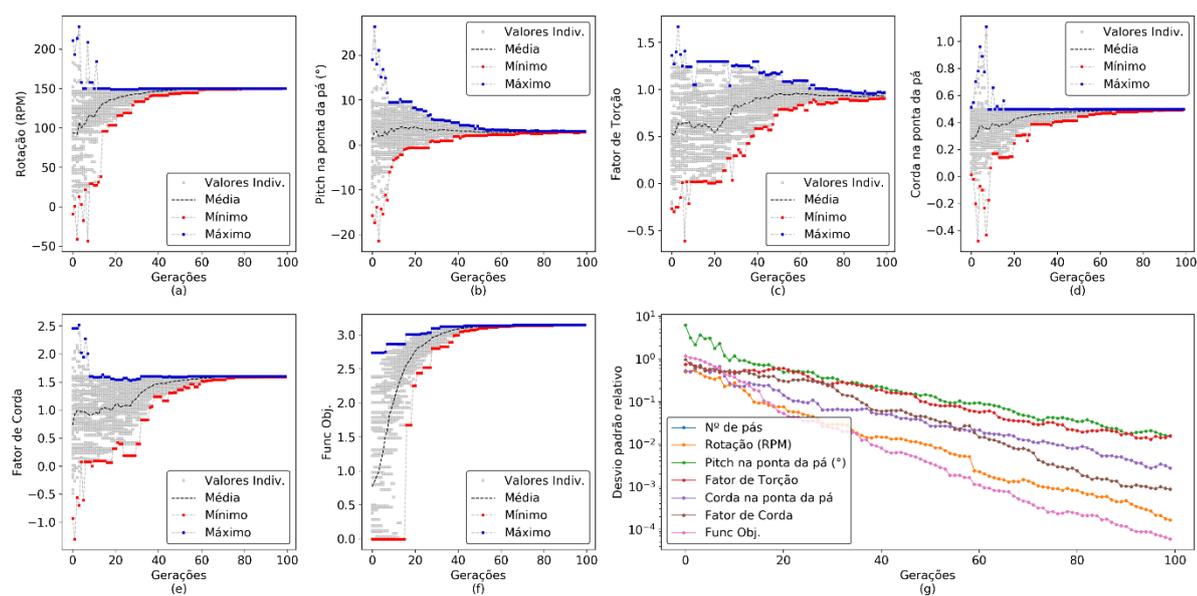


Figura A40: Convergência de para maximização de AEP com Difusor 2 para $\langle V \rangle = 6 \text{ m/s}$, $k=1,5$.

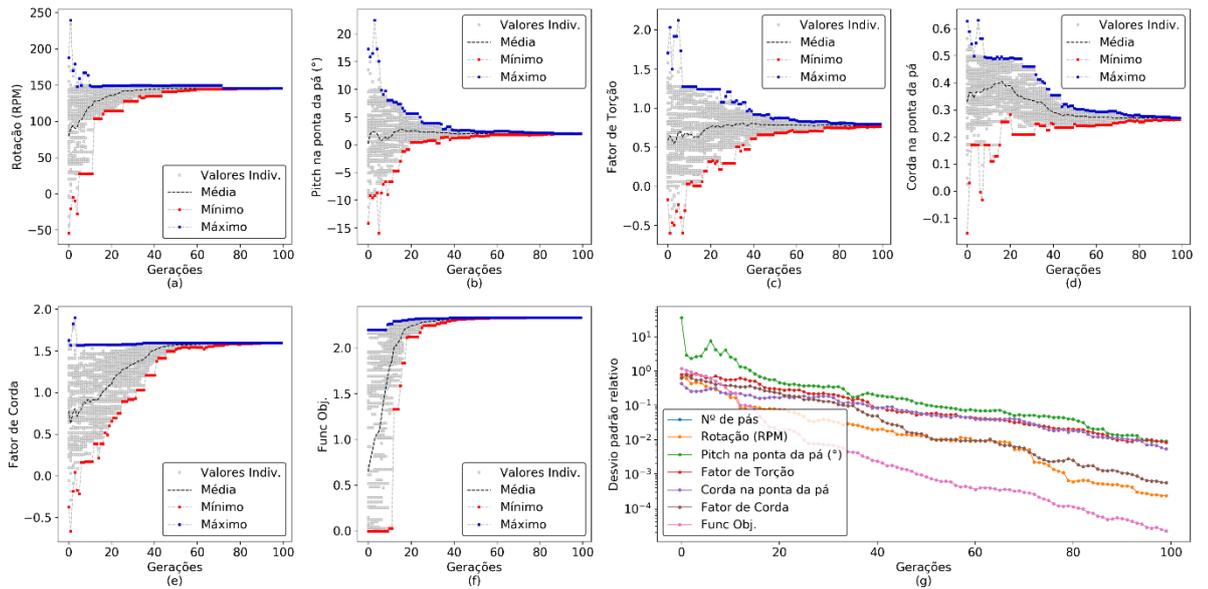


Figura A41: Convergência de para maximização de AEP com Difusor 2 para $\langle V \rangle = 6 \text{ m/s}$, $k=2,0$.

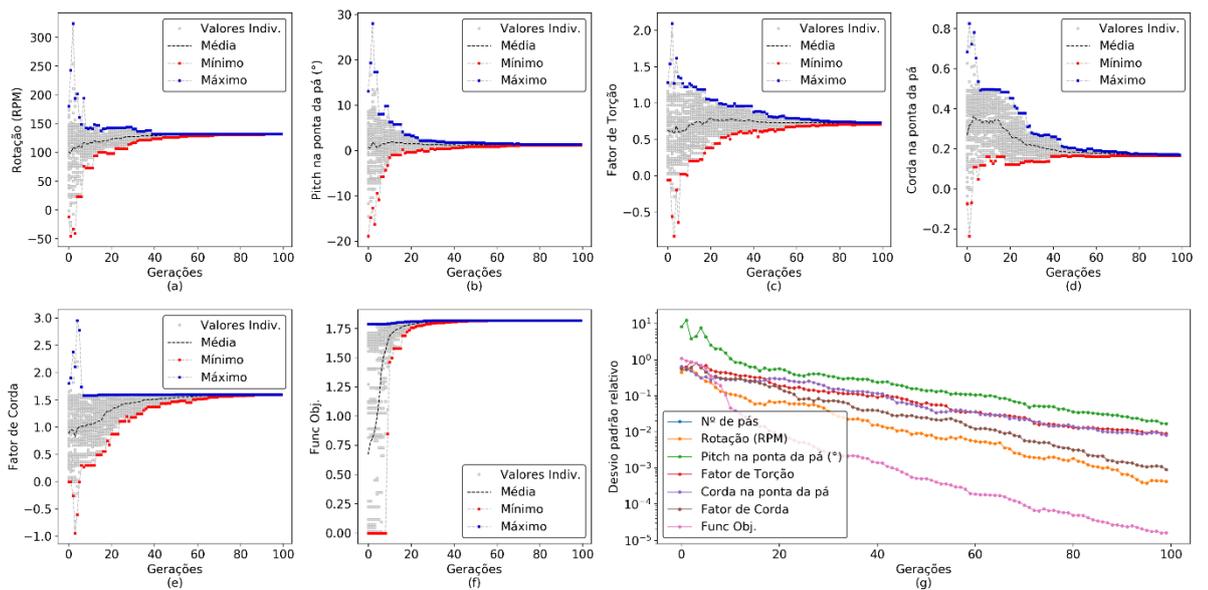


Figura A42: Convergência de para maximização de AEP com Difusor 2 para $\langle V \rangle = 6 \text{ m/s}$, $k=3,0$.

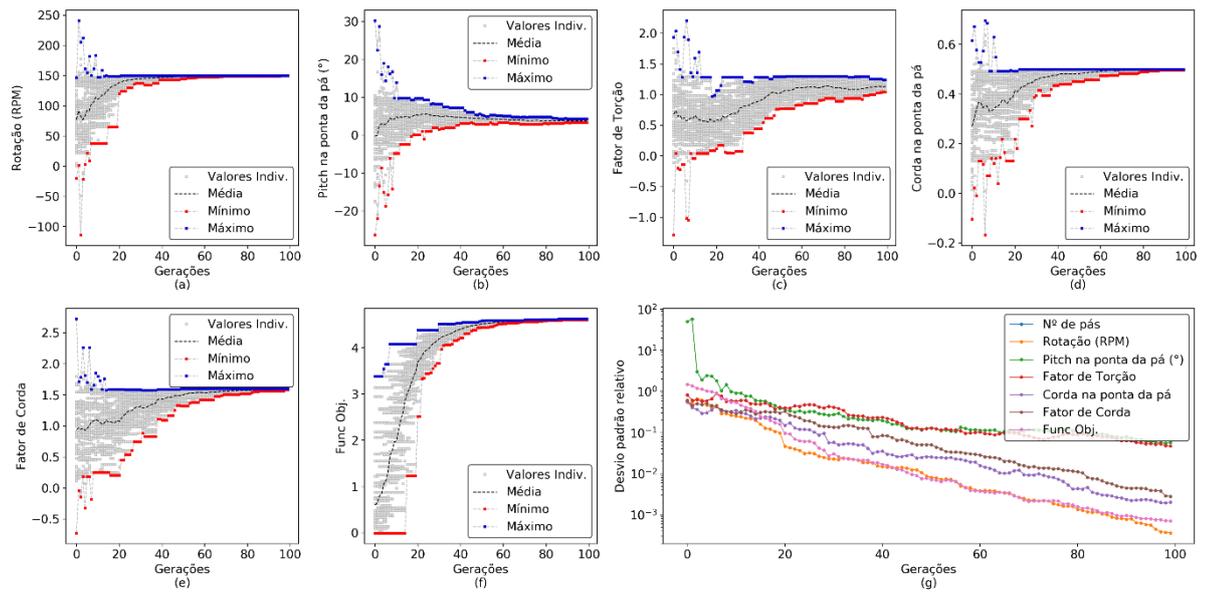


Figura A43: Convergência de para maximização de AEP com Difusor 2 para $\langle V \rangle = 8\text{m/s}$, $k=1,5$.

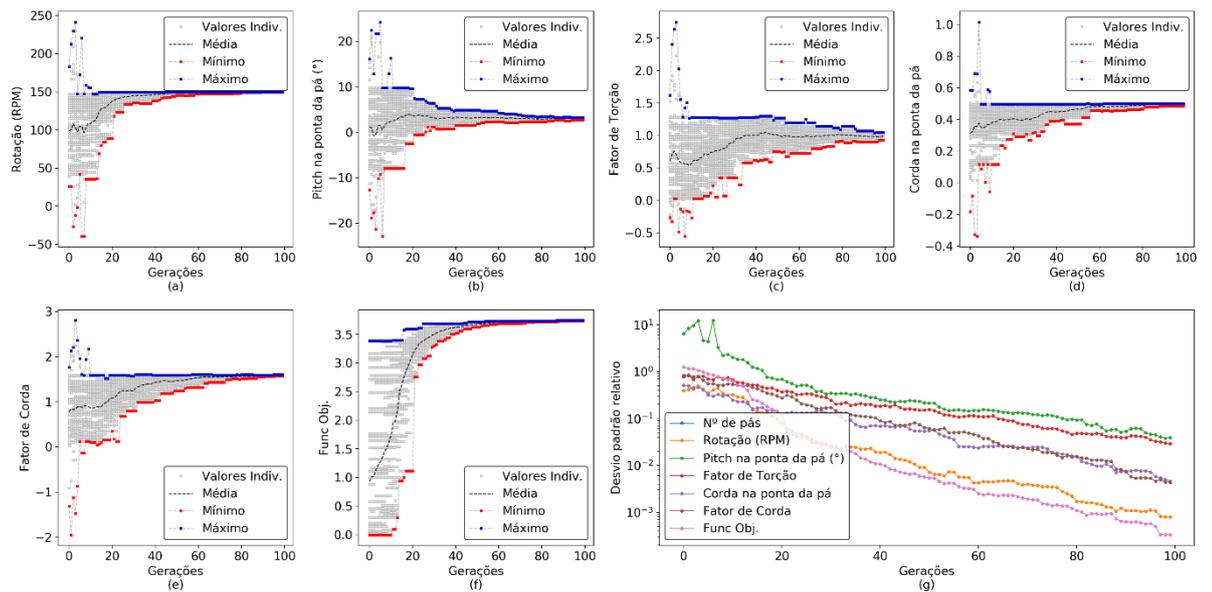


Figura A44: Convergência de para maximização de AEP com Difusor 2 para $\langle V \rangle = 8\text{m/s}$, $k=2,0$.

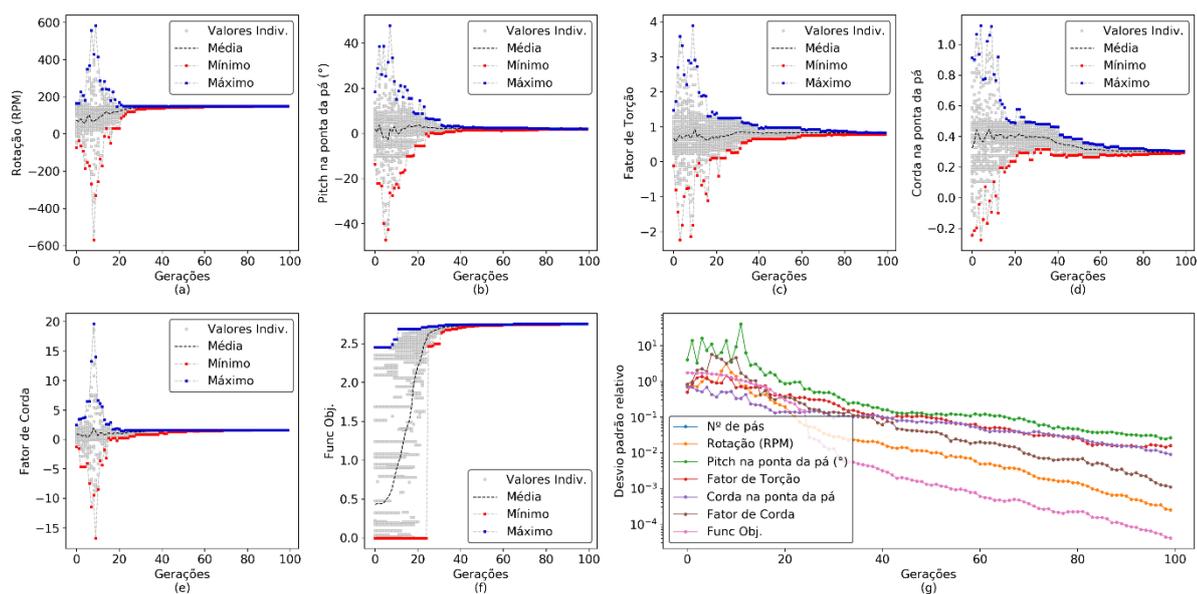


Figura A45: Convergência de para maximização de AEP com Difusor 2 para $\langle V \rangle = 8 \text{ m/s}$, $k=3,0$.

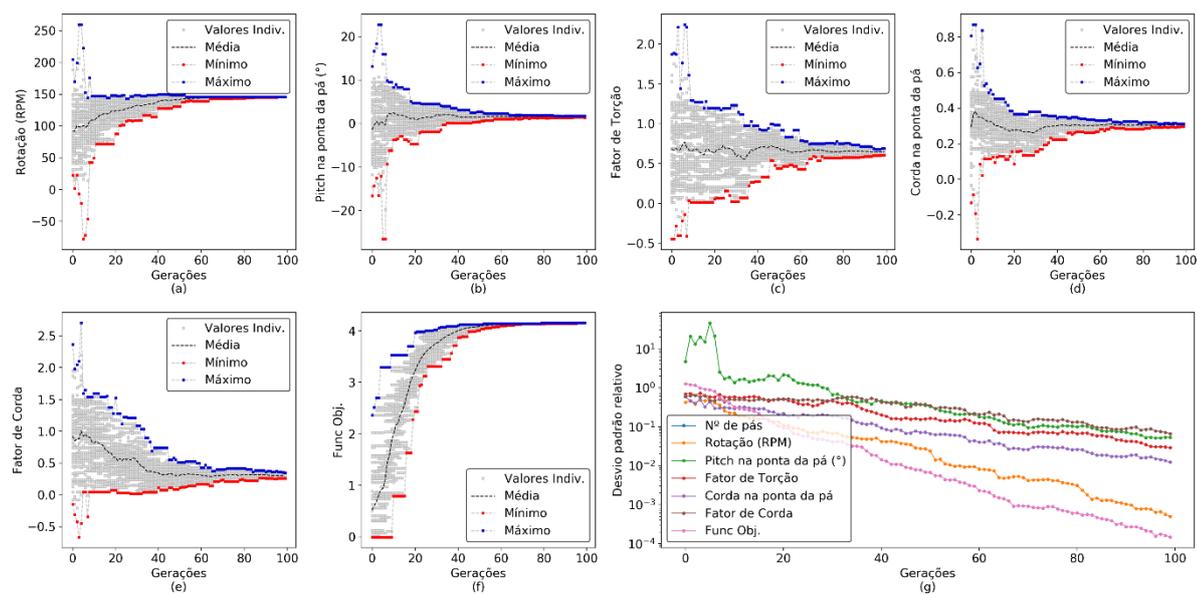


Figura A46: Convergência de para maximização de AEP/Volume com Difusor 2 para $\langle V \rangle = 4 \text{ m/s}$, $k=1,5$.

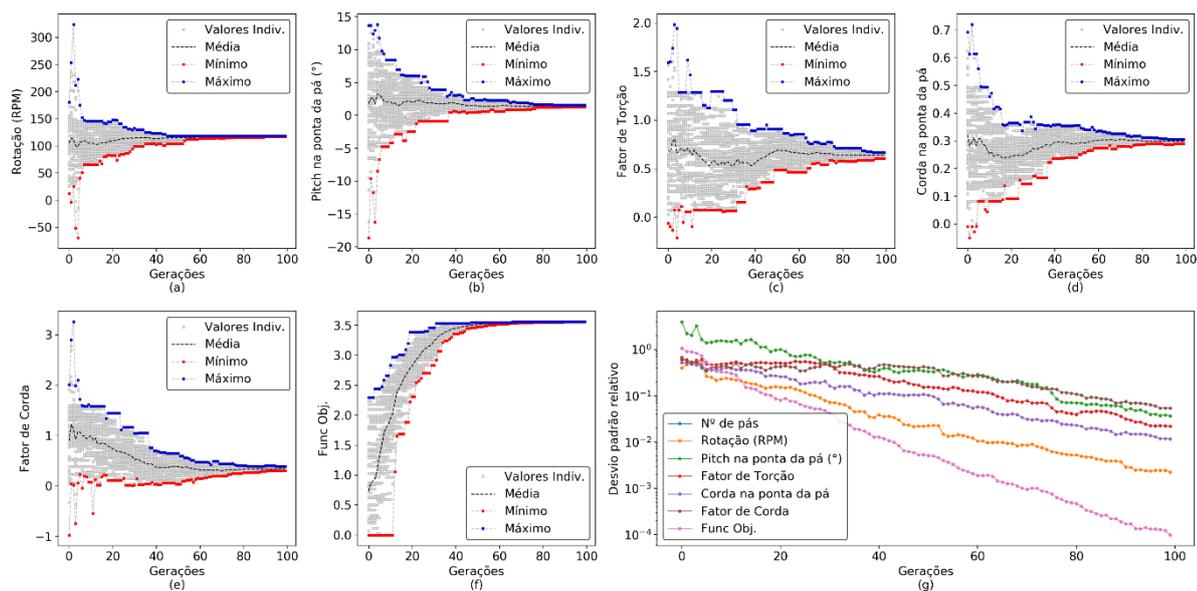


Figura A47: Convergência de para maximização de AEP/Volume com Difusor
2 para $\langle V \rangle = 4 \text{ m/s}$, $k=2,0$.

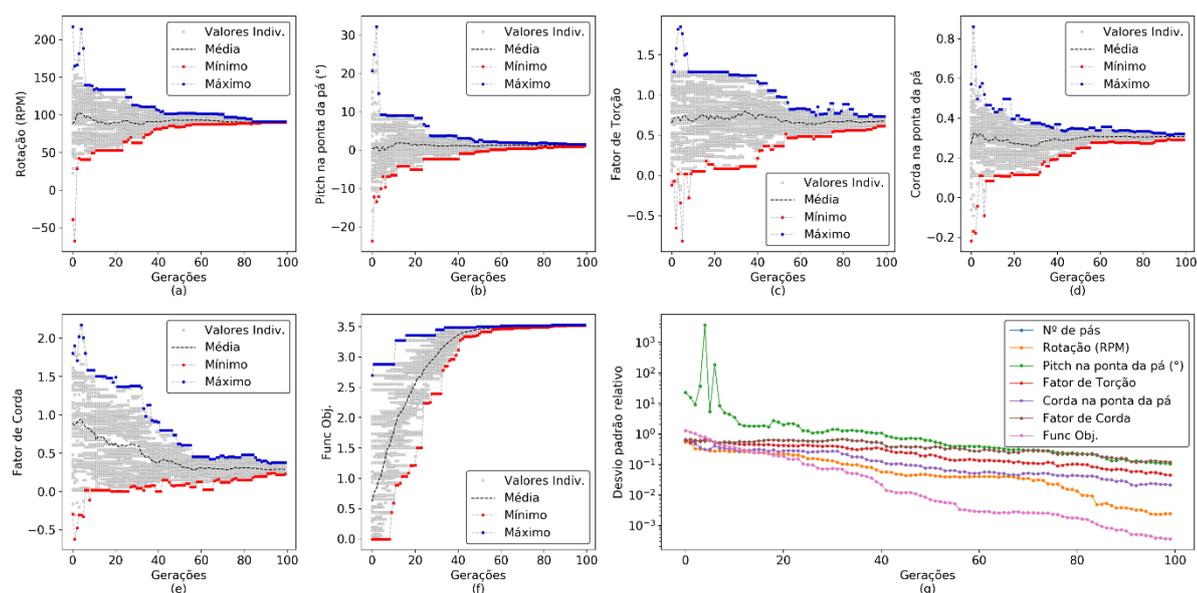


Figura A48: Convergência de para maximização de AEP/Volume com Difusor
2 para $\langle V \rangle = 4 \text{ m/s}$, $k=3,0$.

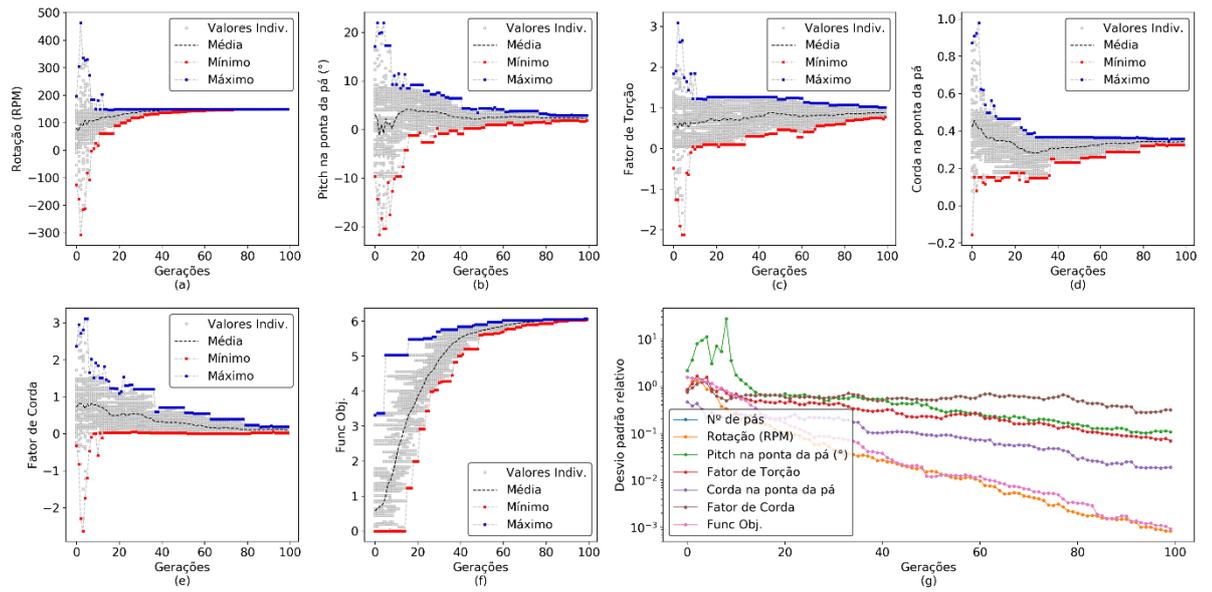


Figura A49 Convergência de para maximização de AEP/Volume com Difusor 2 para $\langle V \rangle = 6$ m/s, $k=1,5$.

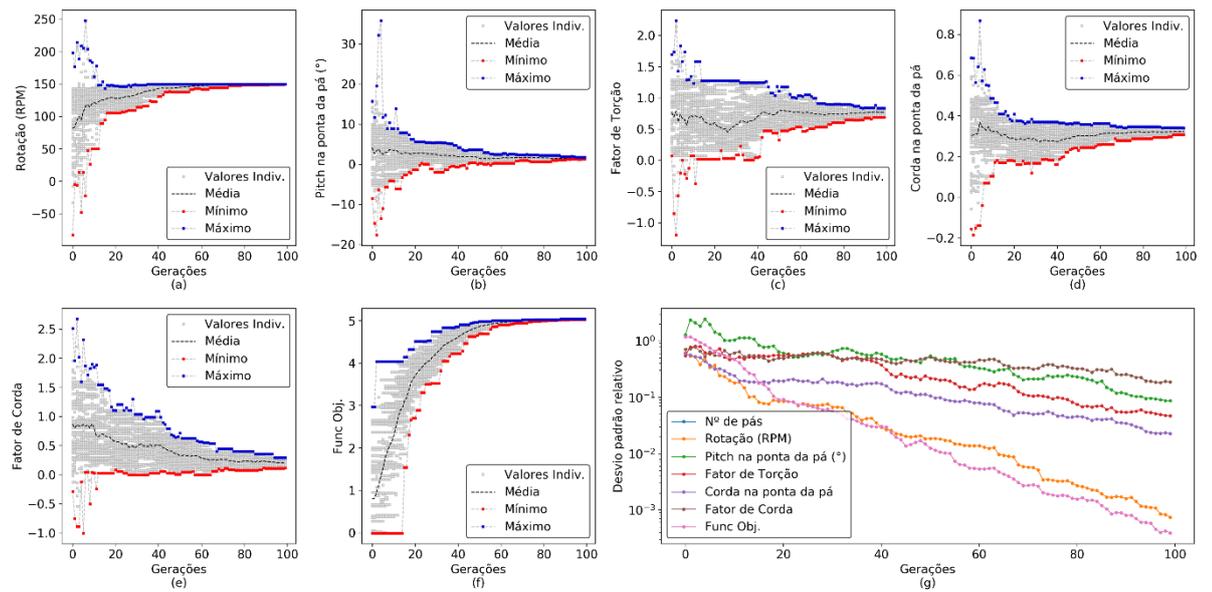


Figura A50: Convergência de para maximização de AEP/Volume com Difusor 2 para $\langle V \rangle = 6$ m/s, $k=2,0$.

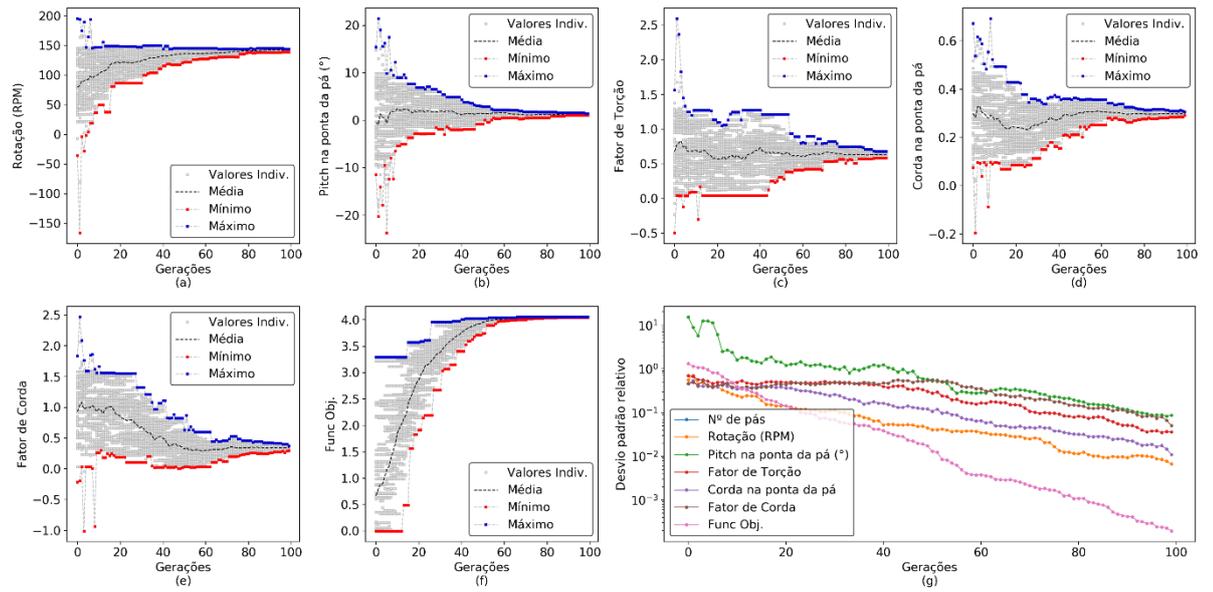


Figura A51: Convergência de para maximização de AEP/Volume com Difusor 2 para $\langle V \rangle = 6 \text{ m/s}$, $k=3.0$.

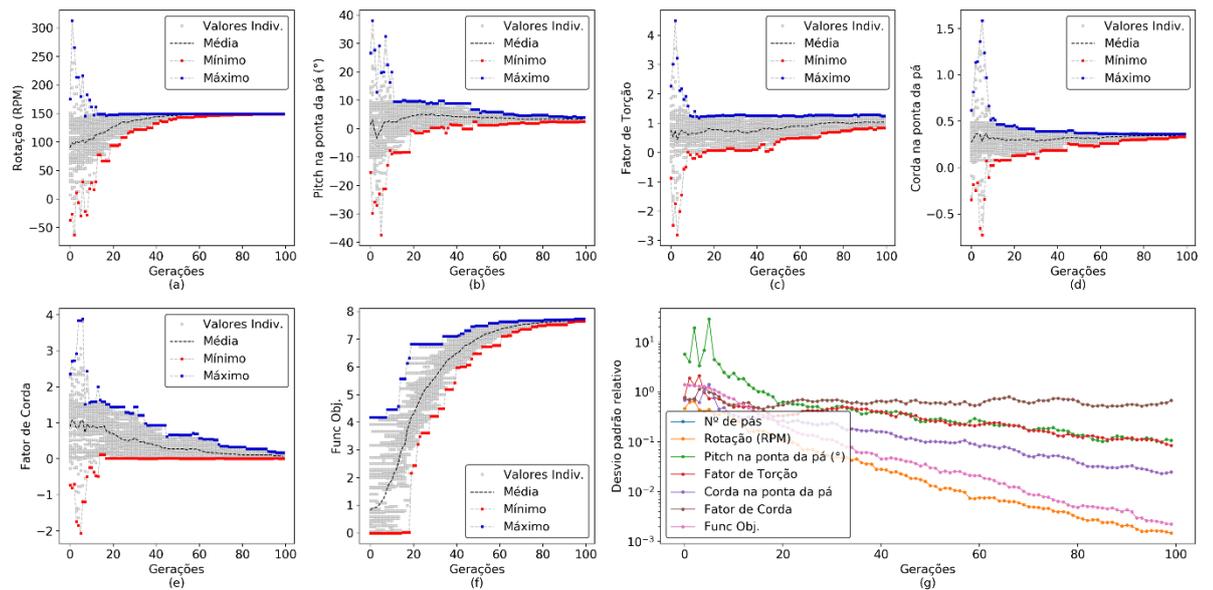


Figura A52: Convergência de para maximização de AEP/Volume com Difusor 2 para $\langle V \rangle = 8 \text{ m/s}$, $k=1.5$.

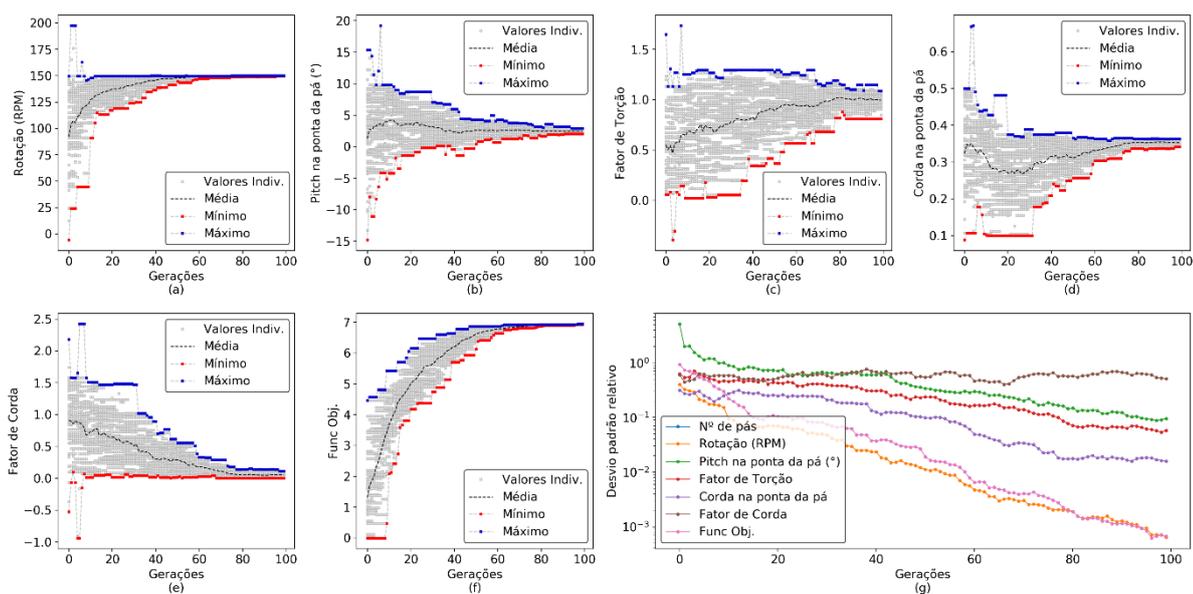


Figura A53: Convergência de para maximização de AEP/Volume com Difusor 2 para $\langle V \rangle = 8$ m/s, $k=2,0$.

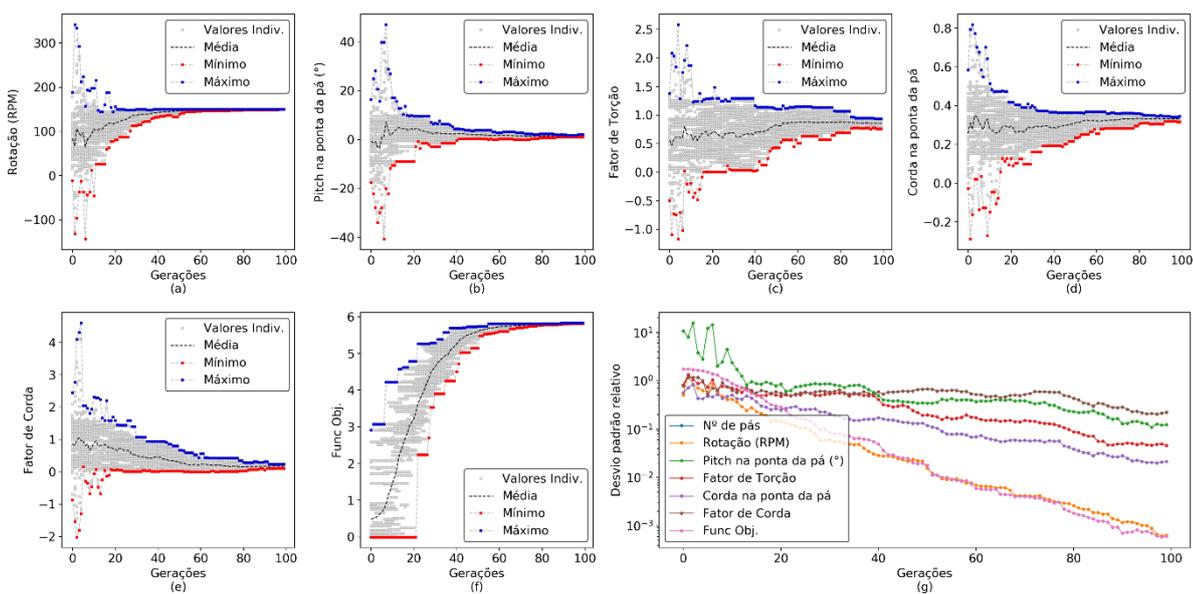


Figura A54: Convergência de para maximização de AEP/Volume com Difusor 2 para $\langle V \rangle = 8$ m/s, $k=3,0$.