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

Analysis of wind turbine optimization strategies considering blade surface degradation

Rodolfo Curci Puraca*

Bruno Souza Carmo[†]

2019

Resumo

As turbinas eólicas sofrem com a degradação das pás durante a sua vida de funcionamento em decorrência do desgaste pela ação de intempéries ou adesão de sujeiras em sua superfície. Isto causa uma menor eficiência na produção de energia, sendo necessários em alguns casos a troca ou a limpeza das pás, o que ocasiona a diminuição do fator de capacidade do parque eólico devido à paralisação das máquinas e o aumento de custo de operação do parque. Deste modo neste trabalho são empregadas técnicas e algoritmos de otimização genético e simplex para a otimização da geometria das pás de duas turbinas diferentes, uma com funcionamento com velocidade angular fixa do rotor e outra com velocidade angular varável do rotor, de modo a otimizar a AEP quando a pá está em operação no estado rugoso. A conclusão segundo o indicador proposto no trabalho é que, para as pás estudadas, a otimização considerando a pá rugosa tem melhor desempenho em turbinas eólicas com velocidade de rotação fixa quando a pá trabalha em condição rugosa em 26% ou mais da sua vida útil e a otimização variável quando a pá trabalha em condição rugosa em 59% ou menos da sua vida útil.

Palavras-chave: turbinas eólica. pás. otimização. rugosidade.

^{*}Dep. de Engenharia Mecânica - Escola Politécnica - Universidade de São Paulo, Brasil - ro-dolfo.puraca@usp.br

 $^{^\}dagger \mathrm{Dep.}$ de Engenharia Mecânica - Escola Politéc
nica - Universidade de São Paulo, Brasil - bruno.carmo@usp.br

Abstract

Wind turbines suffer with the degradation of blades during their working life as a result of weathering or adhesion of dirt on their surface. This decreases efficiency in the energy production, requiring in some cases the exchange or cleaning of the blades, which causes a decrease in the capacity factor of the wind farm due to the machinery shutdown and the increase in the operation cost of the farm. In this work, techniques and algorithms of genetic and simplex optimization are employed to optimize the geometry of the blades of two different turbines, one with fixed angular velocity of the rotor and the other with varying angular velocity of the rotor, in order to optimize the AEP when the blade is in operation in the rough state. The conclusion according to the proposed indicator in the work is that, for the analysed blades, the optimization speed when the blade works in rough condition in 26% or more of its lifespan and the optimization considering smooth blades has better performance in turbines with variable rotation speed when the blade works in rough condition in 59% or less of its lifespan.

Keywords: wind turbine. blades. optimization. rugosity.

1 Introdução

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

Estima-se que o potencial eólico brasileiro é de 500 GW, considerando as tecnologias de aerogeradores atuais e não levando em conta o potencial eólico offshore da costa do Brasil. Segundo especialistas, a estimativa do Atlas Eólico Brasileiro é tímida e apresenta somente 143 GW (Investe São Paulo, 2015). Para que se atinja tal potencial é preciso realizar um aprofundado estudo do comportamento do vento, que inclui, por exemplo, a medição da velocidade mínima, máxima e média, direção predominante do vento, distribuição das frequências de velocidades, estudos de turbulência e análise das velocidades no perfil vertical. É necessário também selecionar o aerogerador mais apropriado ao tipo do vento. Os fabricantes têm em seu portfólio diferentes modelos de aerogeradores, em que variam a altura do hub, diâmetro do rotor, tipo de fundação e de torre, desenho e número de pás, formas de controle de posicionamento de direção (yaw) e passo das pás (pitch), velocidades específicas máximas e mínimas, capacidade de resistência a condições turbulentas, além de formas de transmissões da energia mecânica das pás para os geradores. Assim, a partir dos estudos de caracterização do vento e dos tipos de aerogeradores disponíveis no mercado, além das características e o funcionamento de cada um deles, é possível selecioná-los e posicioná-los nos melhores locais, acarretando melhor eficiência produtiva, ou seja, maior capacidade de potência do aerogerador e maior fator de capacidade do parque.

1.1 Pás de turbinas eólicas

As pás fazem parte do grupo do rotor de um aerogerador, juntamente com hub, eixo do rotor e rolamentos. Este grupo tem a função de transformar a energia cinética

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

Tabela 1 – Participação de custo de cada componente em uma turbina eólica de 5 MW

Fonte: (KROHN, 2009)

dos ventos em energia mecânica no eixo do rotor (MATHEW, 2006). Em aerogeradores de grande porte, as pás lembram muito asas de aviões e planadores. Devido ao formato físico e ao ângulo de ataque, as pás criam uma força de sustentação, fazendo o rotor girar.

Um dos componentes mais custosos de um aerogerador são as pás, com uma participação de 22,2% do valor total (tabela 1). É importante que haja uma adequação deste componente para condições particulares de vento e de operação, para que seja garantida a máxima eficiência deste componente durante a sua vida útil, que é estimada entre 20 a 30 anos.

1.2 Degradação das pás

Durante sua vida útil a pá do aerogerador sofre perdas de eficiência causadas pela degradação, que aumenta a rugosidade da superfície aerodinâmica, causando perda de sustentação e um maior arrasto. Esta degradação pode ser causada, por exemplo, pelo aderimento de insetos e sujeira ou pela erosão do bordo de ataque da pá, conforme mostrado na figura 1.

Na Califórnia, em um parque eólico, foi detectado após 5 anos de operação uma queda na potência da turbina NEG Micon 700/44 para altas velocidade de vento, decorrente do aumento de rugosidade causado por insetos, documentado em (CORTEN; VELDKAMP, 2001). A figura 2 mostra as medições de potência da mesma turbina eólica quando operava em julho de 2011 e após 5 anos em julho de 2016. Observa-se uma redução de até 25% de potência, sendo este fenômeno chamado de duplo estol ou múltiplo estol, devido à antecipação do ângulo de ataque no qual a pá da turbina eólica perde sustentação, e ele ocorre devido ao aumento de rugosidade da superfície.

Ensaios laboratoriais para verificar efeitos de rugosidade em superfície são feitos usando a rugosidade padrão ou rugosidade de grão de areia, que é definida como uma Figura 1 – Degradação da pá de uma turbina eólica em (a) causada por aderimento de insetos e sujeiras e em (b) por erosão



Fonte: (EHRMANN et al., 2013)

Figura 2 – Perda de potência causada por aumento de rugosidade



Fonte: (CORTEN; VELDKAMP, 2001)

série de microesferas dispostas de maneira uniforme em uma superfície. O diâmetro destas esferas é chamada de altura do grão de areia, ks. Este valor depende da densidade e da forma em que os elementos de aspereza são distribuídos (MUNDUATE; FERRER, 2009). (HOFFMANN; Reuss Ramsay; GREGOREK, 1996), realizaram testes de rugosidade do aerofólio NACA 4415 para o projeto NREL, usando como rugosidade o grão de lapidação padrão número 40.

Como consequência dessa degradação, em um parque eólico normalmente de tempos em tempos é necessário realizar a limpeza das pás dos aerogeradores, porém esta ação é custosa pois a máquina terá que parar sua produção de energia, além dos altos custos de limpeza, pois são necessários guindastes de grande porte. Existem também riscos nesta



Figura 3 – Coeficientes aerodinâmicos NACA 4415

Fonte: (HOFFMANN; Reuss Ramsay; GREGOREK, 1996)

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

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

O objetivo principal deste trabalho é de desenvolver uma geometria ótima para a pá da turbina eólica de modo que ela tenha um bom desempenho quando nova e que não tenha uma acentuada perda quando sua superfície estiver deteriorada.

2 Metodologia

Nesta seção, apresentamos as ferramentas que utilizamos para calcular o desempenho de pás de turbinas eólicas considerando superfície lisa e rugosa, além da metodologia adotada para otimizar o projeto das mesmas.

2.1 Blade Element Momentum (BEM)

O modelo BEM, é utilizado para se calcular iterativamente forças médias sobre as pás e a partir deste dado, calcular o empuxo e a potência para diferentes valores de velocidades, rotação do rotor e ângulos de pitch na pá. Este modelo é baseado na teoria unidimensional da quantidade de movimento, onde a turbina eólica é vista como um tubo, sendo este tubo discretizado em N elementos anulares, de altura dr, como mostrado na figura 4. Como este método supõe que o aerogerador tenha infinitas pás, correções como fator de perda da ponta da pá de Prandt ou a correção de Glauert podem ser utilizadas, corrigindo os valores.

Figura 4 – Modelo do BEM



Fonte: (HANSEN, 2015)

Na figura 5(a) são mostradas as velocidades axial e tangencial em relação ao elemento de pá. A combinação destas duas velocidades resulta em uma velocidade relativa. Na figura 5(b) são mostradas as forças de sustentação e arrasto atuando no elemento e suas componentes Pt, força tangencial e Pn, força normal e a resultante R, θ é o ângulo de pitch local da pá, α é o ângulo de ataque e ϕ é a soma dos dois ângulos citados.

Figura 5 - (a) Velocidades axial e tangencial (b) Forças atuantes no elemento de pá



Fonte: (HANSEN, 2015)

Após realizar iterações nas seções da pá e encontrar corretamente os valores de indução axial (a), tangencial (a'), velocidade relativa (V_{rel}) e o ângulo ϕ de cada seção, o algoritmo BEM calcula os coeficientes de força normal C_n e de empuxo C_t e então são computados as cargas locais nos seguimentos das pás, sendo por fim calculada a potência da turbina para a velocidade de vento estudada. Calculando-se para cada velocidade de vento é possível encontrar a curva de potência da turbina eólica.

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

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

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

Da distribuição de Weibull a probabilidade $f(V_i < V_0 < V_{i+1})$ para que o vento fique entre $V_i \in V_{i+1}$ é calculada pela equação (2).

$$f\left(V_i < V_0 < V_{i+1}\right) = \exp\left(-\left(\frac{V_i}{A}\right)^k\right) - \exp\left(-\left(\frac{V_{i+1}}{A}\right)^k\right)$$
(2)

A produção total anual de energia (AEP) é então calculada pela equação (3).

$$AEP = \sum_{1}^{N-1} \frac{1}{2} \left(P\left(V_{i+1}\right) + P\left(V_{i}\right) \right) \cdot f\left(V_{i} < V_{0} < V_{i+1}\right) \cdot 8760$$
(3)

2.2 Otimização de Glauert

Este tipo de otimização da pá foi proposto por Glauert e é feita a partir da teoria de unidimensional considerando os efeitos de rotação da esteira, o que resulta num rotor ótimo, o qual trabalha com ângulos de ataque menores que o ângulo de estol do aerofólio. Esta teoria baseia-se na relação entre o fator de indução axial a e o fator de indução tangencial a' da pá, mostrada na equação (4).

$$\lambda_{local}^{2}a'\left(1+a'\right) = a\left(1-a\right) \tag{4}$$

onde,

$$\lambda_{local} = \frac{\lambda dr}{r} \tag{5}$$

$$\lambda = \frac{\omega r}{v} \tag{6}$$

Sendo λ a razão de velocidades ponta de pá (TSR, do inglês tip speed ratio), dr a diferença de raios entre seções, r o raio do rotor, ω a velocidade angular do rotor da turbina eólica, r o raio local da seção analisada e v a velocidade do vento.

Da teoria unidimensional é visto que o coeficiente de potência é dado pela equação (7) (HANSEN, 2015).

$$C_p = \frac{8}{\lambda^2} \int_0^\lambda a' \left(1 - a\right) \lambda^3 d\lambda_{local} \tag{7}$$

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

$$f(a, a') = a'(1-a)$$
 (8)

Assim o problema de otimização é maximizar a função acima com a restrição dada pela equação (4). Com isto pode-se deduzir a equação abaixo (HANSEN, 2015).

$$16a^3 - 24a^2 + a\left(9 - 3\left(\lambda_{local}\omega^2\right) - 1 + \left(\lambda_{local}\omega\right)^2\right) = 0 \tag{9}$$

Encontra-se o valor de ótimo de a e pela equação (10) a seguir o valor ótimo de a'.

$$a' = \frac{1 - 3a}{4a - 1} \tag{10}$$

O valor ótimo de pitch da pá pode ser encontrado a partir da equação (11).

$$\Theta_{opt} = \phi - \alpha_{opt} \tag{11}$$

Onde,

$$\tan \phi = \frac{(1-a)}{(1+a')\lambda} \tag{12}$$

O ângulo de ataque ótimo, α_{opt} , é admitido como sendo o ângulo em que a relação entre o coeficiente de sustentação e o coeficiente de arrasto é máxima. A distribuição ótima da corda da pá é dada pela equação (13):

$$c(r) = \frac{8\pi F a \lambda_{local} \sin^2 \phi}{(1-a)B\lambda C_n}$$
(13)

Onde,

$$F = \frac{2}{\pi} \cos^{-1} \left(e^{-f} \right) \tag{14}$$

$$f = \frac{B(R-r)}{2r\sin\phi} \tag{15}$$

$$C_n = C_{l_{opt}} \cos \phi + C_{d_{opt}} \sin \phi \tag{16}$$

Sendo B o número de pás da turbina eólica e Cl_{opt} e Cd_{opt} os coeficientes de sustentação e de arrasto ótimo do perfil aerodinâmico utilizado respectivamente.

2.3 Otimizações

Além da otimização de Glauert para rotores, foram utilizados outros dois tipos de otimizações, a otimização genética e a o algoritmo "fminsearch"do Matlab.

A otimização genética está classificada dentro do grupo de algoritmo meta-heurísticos, os quais tem características de serem inspirados na natureza e desenvolvidos para a resolução de complexos problemas de otimização. Os algoritmos meta-heurísticos podem ser classificados de acordo com as suas estratégias de procura de melhor resposta, buscando e melhorando-as localmente ou procurando-as por meio de técnicas de aprendizagem (CHEHOURI et al., 2015). O algoritmo genético é baseado no princípio de Darwin, onde a resposta melhor adaptada às condições da função objetivo sobrevive em uma população de respostas e tem maior probabilidade de se "reproduzir", levando consigo seus genes ou, no caso do problema de otimização, suas variáveis, para a próxima população de respostas. Na figura 6 é mostrado esquematicamente o funcionamento do algoritmo de otimização genético.



Figura 6 – Esquematização do algoritmo genético

Fonte: (DIVEUX et al., 2001)

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

Outro algoritmo de otimização utilizado neste trabalho é o fminsearch do Matlab, onde este usa o método de algoritmo simplex de Nelder-Mead. Este algoritmo usa um simplex de n + 1 pontos para n-vetores x. Então o algoritmo inicialmente faz um simplex em torno do ponto inicial x_0 adicionando 5% de cada componente $x_o(i)$ em x_0 . O algoritmo usa estes n vetores como elementos do simplex em adição à x_0 . Então o algoritmo cria novos simplex repetidamente de acordo com os pontos encontrados, fazendo o cálculo do valor destes pontos na função objetivo, visando encontrar o menor valor. Estes pontos são encontrados através de determinadas etapas no algoritmo, como a primeira etapa da "Reflexão", onde são encontrados os pontos m e r, onde r é ponto refletido de x(n+1) e que é testado nessa etapa do algoritmo; a etapa da "Expansão", onde é feita a expansão entre os pontos m e x(n+1), encontrando-se ponto s que é testado na função objetivo; a etapa das "Contrações", podendo ser "Externa", calculando-se o ponto c, ou "Interna"calculando-se o ponto cc; e a última etapa chamada de "Diminuição", que é quando todos os pontos previamente encontrados não tem menor valor na função objetivo que o primeiro ponto, sendo realizado nesta etapa um novo simplex utilizando os pontos x(1), v(2), ..., v(n+1). A figura 7 mostra os pontos que o fininsearch pode calcular e os possíveis simplex criados no processo descrito. O simplex original é o da linha em negrito. As iterações continuam a ser processadas pelo algoritmo até que seja atingido um critério de parada (MATHWORKS, 2019).

Figura 7 – Esquematização do simplex



Fonte: (MATHWORKS, 2019)

O algoritmo fminsearch é utilizado após a otimização genética, pois é altamente sensível à condição inicial. Deste modo a otimização genética se encarrega de fazer a primeira procura bruta do ponto ótimo e o fminsearch faz uma busca refinada no entorno do ponto encontrado pelo algoritmo genético.

Na otimização utilizada neste trabalho a função objetivo é a maximização do AEP, minimizando então a equação (17).

$$f_{min} = -AEP \tag{17}$$

As restrições são as localizações dos pontos de controle das curvas bezier que definem o tamanho da corda e a torção de cada seção da pá entre determinada faixa de valores aceitáveis, delimitada por um limite superior e inferior de valores.

3 Resultados

Nesta seção serão mostrados os resultados da otimização da geometria da pá para uma turbina eólica com velocidade angular fixa em 10 rpm e com velocidade variável, com a razão de velocidade da ponta de pá constante de $\lambda = 8$.

Na figura 8 é mostrada uma estrutura das otimizações das pás realizadas neste trabalho. Inicialmente são divididos os casos em turbina com velocidade angular do rotor fixa e variável, sendo que em cada caso foram feitas uma otimização utilizando coeficientes aerodinâmicos obtidos para perfis lisos e outra utilizando coeficientes aerodinâmicos obtidos para perfis rugosos. Para o cálculo de AEP, foram feitos testes com a pá no estado liso e rugoso.

O rotor projetado tem 3 pás de raio de 50 m, e utiliza dois tipos de perfis aerodinâmicos, um circular e outro NACA 4415. O perfil circular é empregado na raiz da pá,

Figura 8 – Estruturação das otimizações e dos resultados



possibilitando fácil acoplamento ao hub e uma maior rigidez. Possui também hub de 2,5 m de raio e sua potência nominal é de 2 MW. Sua velocidade de início de funcionamento é de 3,5 m/s e a velocidade de parada de 25 m/s, sendo que a partir de 10 m/s o controle da turbina entra em ação para limitar a sua potência.

3.1 Geometria Inicial - Otimização de Glauert

A geometria inicial foi encontrada fazendo-se a otimização de Glauert, sendo utilizada para inicializar todas as otimizações. A otimização de Glauert gerará a geometria inicial da pá para em seguida ser realizada a otimização genética com o objetivo de maximizar o AEP. Nessa otimização axial a razão da velocidade de ponta de pá de projeto é de 8, o que resulta em uma rotação de 12,2 rpm e a velocidade com maior eficiência é de 8 m/s.

Para esta otimização encontrou-se o ângulo de ataque ótimo, onde é máxima a relação entre o coeficiente de sustentação e o coeficiente de arrasto, dando o valor de $5,21^{\circ}$, com coeficiente de sustentação de 0,9538 e coeficiente de arrasto de 0,0088. Com os dados iniciais do projeto e ângulo de ataque e coeficientes ótimos, foram calculados os fatores de indução a e os fatores de velocidade rotacional na esteira a' ótimos para a pá, utilizando as equações (9) e (10). Utilizando-se dessa distribuição de a e a' e por aplicação das equações (11) e (13), foram obtidas as distribuições ótimas da torção e da corda da pá.

Para a utilização do algoritmo BEM a pá foi discretizada em 21 partes e sofreu modificações no formato ótimo da pá em sua raiz e na sua ponta, devido a restrições construtivas. Na raiz foi deixada constante a torção da pá no angulo de 22^{o} e utilizou-se nas três primeiras seções um perfil cilíndrico, de raio de 1,5 m. Na ponta o tamanho da corda foi modificado de zero para 1,1 m. As figuras 9(a) e 9(b) mostram as alterações na dimensão da corda e na torção da pá.

3.2 Geometria Final

Nesta seção serão mostradas as otimizações lisa e rugosa para as turbinas de rotação fixa e variável. Em todos os casos a geometria inicial é a mesma, sendo inicialmente realizada a parametrização da curva de corda e torção por dois pontos de controle da curva bezier e a criação de limites superior e inferior para a corda e para a torção, conforme mostra a figura 10.



Figura 9 – Distribuição da corda real e torção real da pá

Figura 10 – Parametrização da corda e da torção da pá e seus limites inferior e superior



O primeiro ponto de controle para a curva da corda é 10,70 m de raio e 22,49 m na corda e o segundo ponto é 45,42 m no raio e 4,68 m na corda. Para a curva da torção o primeiro ponto de controle se encontra em 19,58 m de raio e $11,17^{\circ}$ de torção e o segundo em 31,38 m de raio e $2,45^{\circ}$ de torção. Os limites superior e inferior são criados para diminuir o campo de opções dos algoritmos de otimização e assim possibilitar encontrar a melhor solução em um menor tempo. A parte da raiz da pá, onde se localizam os perfis cilíndricos,

não será otimizada e assim não é feita a parametrização e a adoção de limites.

A primeira otimização feita foi a otimização da pá lisa com rotação fixa, sendo utilizados os coeficientes aerodinâmicos do perfil NACA 4415 com a superfície lisa, conforme mostrado na figura 3 pela linha verde. Nesta otimização o aumento de final do AEP em relação à pá inicial, considerando os dois casos com pá no estado liso, foi de 15,61%, tendo como valor 6,37 GWh, para uma distribuição de vento com fator de forma de 3 e fator de escala de 8. A otimização chegou a um resultado ótimo após 218 gerações, sendo que o algoritmo atingiu o critério de estagnação de gerações, isto é, a média de variação do valor da função objetivo entre os indivíduos das 50 gerações anteriores ficou menor que 10^{-6} . Em seguida entrou em ação o algoritmo de otimização "fminsearch", sendo realizadas 500 iterações e tendo como resultado um aumento de 0,02 GWh no AEP da otimização genética.

A otimização da pá rugosa com rotação fixa foi a segunda otimização, onde foram utilizados os coeficientes aerodinâmicos do perfil NACA 4415 com a superfície rugosa, mostrado na figura 3 pela linha preta. O aumento final do AEP em relação à pá inicial, considerando estado rugoso em ambas as pás, foi de 19,34%, tendo como valor 5,85 GWh. A otimização chegou no resultado ótimo após 190 gerações, sendo que o algoritmo atingiu o mesmo critério da otimização lisa. Em seguida entrou em ação o algoritmo de otimização "fminsearch", sendo realizadas 500 iterações e tendo como resultado um aumento de 0,015 GWh no AEP da otimização genética.

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

Na otimização da pá rugosa com rotação variável, o aumento de final do AEP em relação à pá inicial, considerando as pás no estado rugoso, foi de 75,55%, tendo como valor 6,53 GWh. Houve também neste caso o decréscimo do AEP da otimização de Glauert para a turbina operando em rotação variável em comparação com a fixa. A otimização genética chegou a um resultado ótimo após 272 gerações, sendo atingido o critério de estagnação de gerações. A otimização do "fminsearch"realizou 500 iterações, tendo como resultado um aumento de 0,02 GWh no AEP da otimização genética.

A figura 11 mostra a comparação da geometria das cordas e das torções entre a pá otimizada lisa e rugosa para a turbina com velocidade angular do rotor fixa, já a figura 12 mostra para a turbina com velocidade angular do rotor variável.

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

Comparando as pás da turbina com rotação fixa com as de rotação variável, o tamanho das cordas das primeiras são bem maiores, tendo comprimento de corda máximo de 9,05 m, enquanto nas pás de rotação variável o maior comprimento de corda é de 6,01 m.



Figura 11 – Comparação das geometrias das pás otimizada lisa e rugos
a para turbina com rotação fixa

Figura 12 – Comparação das geometrias das pás otimizada lisa e rugosa para turbina com rotação variável



3.3 Comparação das Curvas de Potência

Em seguida são mostradas nas figuras 13 e 14 as curvas de potência e de coeficiente de potência para as turbinas de velocidade fixa e velocidade variável respectivamente. Na figura 13(a) mostra que não importando o tipo de otimização as curvas de potência das pás no estado rugoso ficam para todas as velocidades abaixo das pás no estado liso. Para velocidades até 7 m/s a curva de potência da otimização lisa fica acima da otimização rugosa, porém para velocidade além de 7.5 m/s esta situação inverte, ficando a otimização rugosa com maior potência que a lisa, esta inversão pode ser vista com maior detalhe na figura 13(b). O início de operação da turbina também é afetado pelo aumento da rugosidade da pá, pois tanto as otimizações lisa e rugosa no estado liso tem início na velocidade de 3.5 m/s, já no estado rugoso tem velocidade de início de cerca de 3.7 m/s.





O maior coeficiente de potência dentre as pás no estado liso foi dado pela pá otimizada lisa de 0.486 na velocidade de 7,5 m/s e nas pás no estado rugoso foi dado pela pá otimizada rugosa, tendo valor de 0,454 na velocidade de 7 m/s.





Pela figura 14(a) nota-se que novamente as pás nos estados lisos tem maior potência que no estado rugoso, porém agora a diferença entre as otimizações lisa e rugosa é maior. Pela otimização lisa é encontrada a maior potência com a pá no estado liso, mas quando ela está no estado rugoso, apresenta a menor potência dentre as calculadas. Na otimização rugosa a pá no estado liso fica bem abaixo da pá otimizada lisa no estado liso, porém quando está no estado rugoso fica bem acima da pá otimizada lisa no estado rugoso. Além disso a diferença entre a pá no estado liso e no estado rugoso é pequena na otimização rugosa e grande na otimização lisa, conforme mostrado na figura 15.

Como a rotação é variável a turbina eólica está sempre em seu ponto ótimo de

funcionamento, independente da velocidade do vento e assim os coeficientes de potência são constantes, como mostrado na figura 14(b). A pá otimizada lisa no estado liso teve coeficiente de potência de 0,525 e no estado rugoso teve valor de 0,443, já a pá otimizada rugosa no estado liso teve coeficiente de potência de 0,480 e no estado rugoso coeficiente de 0,474.

Figura 15 – Comparação da diferença de potência entre as otimizações e as turbinas



3.4 Comparação do indicador do AEP médio

Para observar e entender o desempenho das pás criadas neste trabalho foi criado um indicador de desempenho relacionando o AEP médio das pás otimizadas lisas e rugosas, segundo a equação (18).

$$Ind_{AEP} = \frac{AEP_{ss} (100 - p) + AEP_{sr} p}{AEP_{rs} (100 - p) + AEP_{rr} p}$$
(18)

Onde AEP_{ss} é o AEP da pá otimizada lisa no estado liso, AEP_{ss} é da pá otimizada lisa no estado rugoso, AEP_{rs} é o AEP da pá otimizada rugosa no estado liso e AEP_{rr} é da pá otimizada rugosa no estado rugoso. A variável p é a porcentagem de vida rugosa da pá e mostra quanto tempo que a pá trabalha no estado rugoso durante sua vida útil.

Este indicador quanto tem valor maior que 1, mostra que a pá otimizada lisa tem um AEP maior que a pá otimizada rugosa e quando este valor é menor que 1 o contrário, indicando que a pá otimizada rugosa leva vantagem em relação à pá otimizada lisa. Na figura 16 é mostrado o gráfico deste indicador para a turbina que o opera o rotor em uma rotação fixa, em função do percentual da vida útil em que a pá funciona no estado rugoso.

Nesta figura, nota-se que a pá otimizada lisa leva vantagem para uma pá com no máximo 26% de vida rugosa e a pá otimizada rugosa tem vantagem de AEP em uma pá que tenha um percentual de vida rugosa maior que 26%. O máximo de vantagem que a pá otimizada lisa tem é quando ela trabalha com uma vida 0% rugosa tendo um AEP médio 0,4% maior, já a otimizada rugosa leva máxima vantagem quando a pá tem uma vida 100% rugosa, tendo AEP médio 1,2% maior. Na figura 17 é mostrado o gráfico do indicador para a turbina que o opera o rotor em uma rotação variável.

Na turbina com velocidade de rotação variável o cenário muda um pouco, pois a pá otimizada lisa leva vantagem para uma pá com até 59% de vida rugosa e a pá otimizada

Figura 16 – Comparação do indicador de AEP médio para turbina eólica de rotação fixa



Figura 17 - Comparação do indicador de AEP médio para turbina eólica de rotação variável



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

4 Considerações finais

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

Na comparação entre as turbinas eólicas que funcionam com velocidade angular constante do rotor com as turbinas eólicas de velocidade variável, o impacto da rugosidade é diferente em cada uma delas. Nas turbinas com velocidade variável, o impacto na pá

otimizada lisa foi bem maior que o impacto na pá otimizada rugosa, e o desempenho quando a pá está no estado liso é bem superior ao desempenho da pá otimizada rugosa no estado liso. Nas turbinas com velocidade fixa este impacto foi parecido entre as otimizações lisa e rugosa, ficando a pá otimizada rugosa no estado rugoso com um AEP pouco maior que a pá otimizada lisa no estado rugoso e a pá otimizada lisa no estado liso com um AEP também pouco maior que o AEP da pá otimizada rugosa no estado liso.

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

Em relação ao indicador proposto foi possível observar que a pá otimizada rugosa tem melhor desempenho em turbinas eólicas com velocidade constante do que em turbinas com velocidade fixa, pois considerando uma pá que apresente uma vida com mais de 26% no estado rugoso, ela já tem vantagem sobre a otimização lisa. Este comportamento é diferente em turbinas com velocidade variável onde a otimização lisa tem vantagem sobre a otimização rugosa, pois otimização rugosa só apresenta vantagem se a pá tiver uma vida no estado rugoso de mais 59% da vida útil.

Referências

CHEHOURI, A. et al. Review of performance optimization techniques applied to wind turbines. *Applied Energy*, Elsevier Ltd, v. 142, p. 361–388, 2015. ISSN 03062619. Disponível em: http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.12.043>. Citado na página 8.

CORTEN, G.; VELDKAMP, H. Insects Cause Double Stall. *European Wind Energy Conference 2001*, p. 470–474, 2001. Citado 2 vezes nas páginas 3 e 4.

DIVEUX, T. et al. Horizontal axis wind turbine systems: optimization using genetic algorithms. *Wind Energy*, v. 4, n. 4, p. 151–171, 2001. ISSN 1095-4244. Disponível em: http://doi.wiley.com/10.1002/we.51. Citado na página 9.

EHRMANN, R. S. et al. *Effect of Surface Roughness on Wind Turbine Performance*. Springfield, VA, 2013. v. 107, n. January 2013, 111–116 p. Citado na página 4.

HANSEN, M. Aerodynamics of Wind Turbines. 3 ed. ed. Nova Iorque: earthscan, 2015. 173 p. ISSN 9780470846124. ISBN 978-1-138-77507-7 (hbk). Citado 3 vezes nas páginas 6, 7 e 8.

HOFFMANN, M.; Reuss Ramsay, R.; GREGOREK, G. *Effects of grit roughness and pitch oscillations on the NACA 4415 airfoil*. Columbus, Ohio, 1996. Disponível em: http://www.osti.gov/servlets/purl/266691-Iy1spR/webviewable/. Citado 2 vezes nas páginas 4 e 5.

Investe São Paulo. Potencial eólico do Brasil é de 500 GW, segundo DEWI. 2015. Disponível em: http://www.investe.sp.gov.br/noticia/ potencial-eolico-do-brasil-e-de-500-gw-segundo-dewi/>. Citado na página 2.

KROHN, S. The economics of wind energy. [S.l.], 2009. v. 13, n. 6-7, 1372–1382 p. Citado na página 3.

MATHEW, S. Wind Energy Fundamentals, Resource Analysis and Economics. 1 ed. ed. Berlin: Springer, 2006. 246 p. ISBN 9783540309055. Citado na página 3.

MATHWORKS. Find minimum of unconstrained multivariable function using derivative-free method - MATLAB fminsearch. 2019. Disponível em: https://www.mathworks.com/help/matlab/ref/fminsearch.html. Citado na página 10.

MUNDUATE, X.; FERRER, E. CFD Predictions of Transition and Distributed Roughness Over a Wind Turbine Airfoil. 47th AIAA Aerospace Sciences Meeting including The New Horizons Forum and Aerospace Exposition, p. 1–16, 2009. Disponível em: <http://arc.aiaa.org/doi/10.2514/6.2009-269>. Citado na página 4.

RINGER, N. J. Desafios do setor de energia eólica no Brasil: uma abordagem sistêmica. 156 p. Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo, 2014. Citado na página 2.