

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA

OTIMIZAÇÃO DE *MICROSITING* DE PARQUES EÓLICOS: UMA ABORDAGEM
METAHEURÍSTICA

por

Luan Giacomolli

Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia Mecânica da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Engenheiro Mecânico.

Porto Alegre, junho de 2018.



Universidade Federal do Rio Grande do Sul
Escola de Engenharia
Departamento de Engenharia Mecânica

OTIMIZAÇÃO DE *MICROSITING* DE PARQUES EÓLICOS: UMA ABORDAGEM
METAHEURÍSTICA

por

Luan Giacomolli

ESTA MONOGRAFIA FOI JULGADA ADEQUADA COMO PARTE DOS
REQUISITOS PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE
ENGENHEIRO MECÂNICO
APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELA BANCA EXAMINADORA DO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA

Prof^a. Thamy Cristina Hayashi
Coordenadora do Curso de Engenharia Mecânica

Área de Concentração: **Mecânica dos Sólidos**

Orientador: Prof. Dr. Herbert Martins Gomes

Comissão de Avaliação:

Prof. Dr. Herbert Martins Gomes.

Prof. Dr. Rodrigo Rossi.

Prof. Dr. Felipe Tempel Stumpf.

Porto Alegre, 25 de junho de 2018.

AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, à toda minha família por todo apoio, mas principalmente aos meus pais, Oseli e Claudete. Sem o esforço de vocês essa etapa da minha vida não poderia ter sido concluída.

Agradeço à minha namorada, Luísa, por toda compreensão e carinho durante esta jornada.

Agradeço ao meu orientador, Prof. Herbert Martins Gomes, por todo esforço nas incontáveis reuniões e por compartilhar seu conhecimento durante este trabalho.

À Universidade Federal do Rio Grande do Sul, por todo ensino disponibilizado.

A todos demais que contribuíram para o meu desenvolvimento tanto profissional quanto pessoal até aqui.

GIACOMOLLI, L. **Otimização de *micrositing* de parques eólicos: uma abordagem metaheurística.** 2018. 15p. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia Mecânica) – Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2018.

RESUMO

A energia eólica está cada vez mais participando da matriz energética dos países como uma fonte alternativa de energia sustentável. Parques eólicos são a forma racional de gerar este tipo de energia e o Brasil é um país que tem um grande potencial para ser explorado. Neste trabalho, o *layout* de parques eólicos é otimizado de forma a maximizar a produção energética que depende das condições de vento da região onde está instalado o empreendimento, bem como o número de aerogeradores disponíveis e os limites geográficos para instalação dos mesmos. A otimização foi baseada em um algoritmo metaheurístico, QPSO, uma vez que, em geral, o posicionamento dos aerogeradores não pode ser feito de forma contínua, mas de forma discreta em função de distâncias mínimas recomendadas entre as torres. O algoritmo QPSO foi testado em duas situações diferentes, em uma das avaliações nomeada pela literatura como Caso Ideal e outra mais realística, que compreende o Parque eólico de Horns Rev 1. A função objetivo do problema é alcançar o aumento da eficiência energética decorrente dos *microsittings* para realizar uma comparação com os resultados relatados na literatura. Para ambos casos avaliados, o QPSO foi capaz de encontrar soluções mais eficientes, mesmo com maior dispersão entre todas soluções possíveis varridas durante o processo iterativo que outras abordagens.

PALAVRAS-CHAVE: otimização metaheurística, turbinas eólicas, *micrositing*, modelo de esteira.

GIACOMOLLI, L. **Optimization of micrositing in wind farms: a metaheuristic approach.** 2018. 15p. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia Mecânica) – Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2018.

ABSTRACT

Wind energy is increasingly participating in the energy matrix of countries as an alternative source of sustainable energy. Wind farms are the rational way to generate this type of energy and Brazil is a country that has great potential to be explored. In this work, the layout of wind farms is optimized in order to maximize the energy production that depends on the wind conditions of the region where the project is located, as well as the number of wind turbines available and the geographic limits for their installation. The optimization was based on a metaheuristic algorithm, QPSO, since, in general, the positioning of the wind towers can't be done continuously, but in a discrete way due to the minimum recommended distances between the towers. The QPSO algorithm was tested in two different situations in one of the evaluations named in the literature as an Ideal Case and a more realistic case, which includes the Horns Rev 1 Wind Farm. The objective function of the problem is to achieve the increase in energy efficiency resulting from the microsittings to make a comparison with results obtained from the literature. For both evaluated cases, the QPSO was able to find more efficient solutions, even with greater dispersion among all possible solutions swept during the iterative process than other approaches.

KEYWORDS: metaheuristic optimization, wind turbines, micrositing, wake model.

ÍNDICE

	Pág.
1 INTRODUÇÃO	1
1.1 Motivação.....	1
1.2 Objetivo.....	2
1.2.1 Objetivo específico	2
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	2
3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	3
3.1 Definições Básicas de Otimização	3
3.2 Algoritmo de Otimização por Enxame de Partículas com Comportamento Quântico (QPSO).	4
3.2.1 Síntese do algoritmo QPSO	5
3.3 Distribuição probabilística de Weibull para a velocidade do vento.....	6
3.4 Lei Logarítmica de variação das velocidades	6
3.5 Modelagem simplificada da superposição do efeito de esteira	6
4 METODOLOGIA.....	7
4.1 Modelagem das interações entre esteiras aerodinâmicas	7
4.2 Modelagem da produção de energia	9
4.3 O Caso Ideal e sua variação	9
4.4 Complexo eólico Horns Rev	10
5 RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	11
5.1 QPSO na avaliação da variação do Caso Ideal.....	11
5.2 QPSO na avaliação de Horns Rev 1	12
6 CONCLUSÕES	13
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	14
APÊNDICE.....	16
ANEXO	18

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1.1 - Efeitos da esteira aerodinâmica no parque eólico Offshore Horns Rev 2.	1
Figura 3.1 - Pseudocódigo para o algoritmo QPSO	5
Figura 3.2 - Vista esquemática do efeito de esteira.	7
Figura 4.1 - Formas de avaliar a área do aerogerador i afetado pela esteira da turbina eólica j . 8	
Figura 4.2 - Curva de Potência do aerogerador.....	10
Figura 4.3 - Layout original de Horns Rev 1 e Curva de Potência e de Coeficiente de <i>Thrust</i> do aerogerador Vestas V80.....	11
Figura 5.1- Comparativo de <i>microsittings</i> obtidos por métodos de otimização distintos para variação do Caso Ideal.....	12
Figura 5.2- Comparativo de <i>micrositing</i> original com obtidos por métodos de otimização distintos para Horns Rev 1.	13
Figura A.1- Rosa dos ventos para distribuição de velocidades e probabilidade de incidência de vento para cada direção para caso Horns Rev 1.	16
Figura A.2- Distribuição de Weibull para velocidades do vento gerado e direção 0° no caso Horns Rev 1.....	17
Figura A.3- Velocidades de Vento gerado para correspondente direção para o caso Horns Rev 1.....	17
Figura A.4- Convergência de soluções para uma simulação da variação do Caso Ideal.	17
Figura A.5- Distribuições de Weibull para cada direção de incidência de ventos para caso Horns Rev 1.....	18

LISTA DE TABELAS

	Pág.
Tabela 5.1- Aumento relativo de eficiência comparados à Grady et al. (2005).	11
Tabela 5.2- Aumento relativo da eficiência comparados ao <i>layout</i> original de Horns Rev 1.	12
Tabela A.1- Parâmetros utilizados no QPSO para avaliação do Caso Ideal.	16
Tabela A.2- Parâmetros utilizados no QPSO para avaliação de Horns Rev 1.	16
Tabela A.3- Parâmetros anemométricos da Distribuição de Weibull para Horns Rev 1.	18
Tabela A.4- Valores típicos de rugosidade de terreno para diferentes superfícies.	19

1 INTRODUÇÃO

A geração de energia eólica está a cada dia tomando seu espaço na matriz energética dos países. Juntamente com a energia solar e a energia obtida por biocombustíveis, é uma importante fonte de energia renovável. O vento é um recurso que está à disposição de praticamente todos os países, sendo que alguns deles possuem condições mais favoráveis para a sua exploração a partir de parques eólicos (quer sejam em terra ou *offshore*, no mar e longe da costa).

No Brasil, o cenário tem mudado recentemente com a criação de diversos empreendimentos deste gênero, a ponto da região nordeste superar a média de todas as outras usinas hidroelétricas encontradas nesta região, principalmente devido à falta ou escassez de recursos hídricos (ONS, 2018). Atualmente, o país tem uma capacidade instalada de 12966 MW com previsão de chegar a 17452 MW em 2020.

Um importante fator indicativo do potencial de geração de energia eólica é o chamado Fator de Capacidade, que é a proporção entre a produção efetiva em um período de tempo e a capacidade total máxima neste mesmo período. No nordeste brasileiro este fator alcançou níveis próximos a 83%, indicando o bom aproveitamento dos ventos nos parques eólicos instalados nesta região (ABEEólica, 2017). Este fator está relacionado com as condições climáticas locais, mas também se deve ao rendimento das turbinas instaladas e ao projeto otimizado da disposição dos aerogeradores no empreendimento. Esta disposição, também conhecida como *micrositing*, pode vir a minimizar o problema recorrente da interação entre as esteiras de turbulência geradas por torres a barlavento com a perda de eficiência de torres posicionadas a sotavento. Este é um problema complexo, visto que, existe a sazonalidade e a incerteza quanto à intensidade dos ventos e sua direção, sendo uma disposição mais desejável que outra em termos de geração média de energia. A Figura 1.1 mostra o efeito de esteira no arque Horns Rev 2, no mar Norte da Dinamarca.



Figura 1.1 - Efeitos da esteira aerodinâmica no parque eólico Offshore Horns Rev 2.
(Fonte:www.belair.dk)

1.1 Motivação

Uma vez definido o local de instalação de um parque eólico, baseado em dados de rosas de vento e questões econômicas e geográficas, o projeto detém-se na definição da quantidade e disposição dos aerogeradores tendo em vista a maximização da energia gerada. Este projeto deve levar em conta informações importantes como rugosidade do terreno, altura do rotor do aerogerador, dados estatísticos a respeito da direção e intensidade do vento anual, assim como eventuais interações entre esteiras dos aerogeradores. No mercado, há uma grande quantidade de *softwares* comerciais fechados que afirmam realizar esta otimização - *OpenWind*, *Digital Wind Farm*, *Wind Farmer*, *WASP*, *Fuga*, *TopFarm* são apenas alguns destes programas. Entretanto, obras da literatura afirmam encontrar resultados melhores (com maior rendimento e com valores mais próximos a dados experimentais de geração de energia) que os dos *softwares*

comerciais, pois utilizam modelos mais elaborados de esteiras e interação. Neste sentido, este trabalho motivou-se na possibilidade de realizar o estudo da utilização de outro algoritmo para otimização do projeto de parques eólicos.

1.2 Objetivo

O objetivo do trabalho foi otimizar a disposição de aerogeradores em parques eólicos com o intuito de aumentar a energia elétrica produzida e, portanto, a eficiência energética do empreendimento. Restrições quanto à distância mínima entre as turbinas eólicas, assim como o número de aerogeradores e os efeitos de interação entre as esteiras de turbulência foram utilizadas na otimização. Dados de orientação do vento e suas respectivas densidades de probabilidade a partir da rosa dos ventos do local de instalação dos empreendimentos também foram consideradas. Um algoritmo metaheurístico foi proposto para a otimização, o qual permitiu avaliações da função objetivo sem que sejam necessárias avaliações de gradientes, além de viabilizar o posicionamento das torres de forma discreta. Toda parte computacional foi implementada e analisada no *software* MATLAB (2000).

1.2.1 Objetivo específico

Como objetivo específico teve-se o desenvolvimento dos códigos-fontes para o modelamento e avaliação dos parques eólicos com posicionamento dos aerogeradores, bem como a sua validação com exemplos indicados na literatura. Foi realizada a implementação e união dos códigos de otimização junto com o modelamento de interação entre as torres para diversas direções e intensidades de vento levando-se em conta rugosidade do terreno, altura do rotor e sobreposição de esteiras aerodinâmicas à sotavento.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O tema de otimização de parques eólicos é vasto e ao mesmo tempo recente na literatura. Mosetti *et al.* (1994) propuseram uma abordagem para otimização de *micrositing* em Fazendas Eólicas a fim de maximizar a produção de energia com o mínimo custo de instalação possível utilizando um algoritmo genético. Esta abordagem foi realizada com o modelo de superposição de efeito de esteira, que assume que a quantidade de energia é conservada no desenvolvimento do escoamento na esteira, por intermédio de um algoritmo genético. A sua proposta visou viabilizar o método, analisando os resultados obtidos em alguns casos simplificados. Uma área subdividida em 100 células quadradas (com lado de comprimento de 5 diâmetros do aerogerador) foi avaliada em três situações diferentes: ventos com direção e intensidades constante, ventos com direção variável e intensidade constante e ventos com direção e intensidade variáveis.

Seguindo a mesma abordagem via algoritmo genético, Grady *et al.* (2005) também realizaram a otimização da alocação de turbinas eólicas, porém, visando a máxima produção de energia elétrica. Os mesmos três casos propostos por Mosetti *et al.* (1994) são analisados e a subdivisão da área também é tratada da mesma maneira. Entretanto, os critérios de convergência são mais rígidos, o que exige mais custo computacional devido ao aumento de avaliações. O incremento da quantidade energética alcançada neste estudo é devido principalmente ao aumento do número de aerogeradores alocados em detrimento da diminuição da eficiência do parque eólico.

Por outro lado, utilizando um método estatístico e matemático, a simulação de Monte Carlo, Marmidis *et al.* (2008) sugeriram otimizar o *micrositing* de um parque eólico. A consequência desse tratamento foi um ganho significativo na produção de energia anual e, portanto, na eficiência do parque eólico, mesmo com uma quantidade menor de turbinas eólicas instaladas comparada a estudos prévios. Desta forma, ficou comprovada a efetividade da proposta avaliativa.

Um algoritmo viral capaz de encontrar a quantidade e a alocação ideal de aerogeradores em um grande parque eólico foi proposto por Ituarte-Villareal e Espiritu (2011). A

avaliação do método proposto foi realizada somente para um caso particular, com direção de vento e velocidade constantes. Os resultados obtidos foram comparados aos encontrados pelas mesmas condições em trabalhos anteriores, mas por outros métodos. Melhorias marginais foram obtidas e a necessidade do desenvolvimento do tratamento foi mencionada.

Em Saavedra-Moreno *et al.* (2011), um novo algoritmo evolutivo para posicionamento de aerogeradores em parques eólicos foi proposto. Um modelo realista de parque eólico foi considerado no processo de otimização dos custos construtivos, que incluiu avaliações de rugosidade e relevo, direção e velocidade do vento, custo de instalação, rotas internas e conexão entre turbinas eólicas. Apresentaram um algoritmo heurístico que era capaz de obter uma solução inicial razoável, que por sua vez, fora utilizada como condição inicial em um algoritmo evolutivo. Esta abordagem mostrou-se favorável em casos de alta complexidade.

Um algoritmo de colônia de formigas foi empregado por Eroglu e Seçkin (2012) para a otimização do *micrositing* de um parque eólico. Os resultados foram comparados a casos avaliados anteriormente com algoritmos evolutivos, concluindo-se que este tipo de tratamento pôde propiciar melhores soluções com um tempo de resposta razoavelmente pequeno.

Samorani (2013) afirmou que, com o uso de algoritmos genéticos, os resultados obtidos para eficiência e potência gerada do parque eólico sempre resultaram melhores que a simples instalação aleatória das torres. Além disso, o autor alertou que nos casos de algoritmos genéticos binários, o espaço de procura é discreto, de forma que um conjunto de soluções predeterminadas já é fixo de início e que, talvez, uma flexibilização destas posições possa tornar o parque ainda mais eficiente.

Um algoritmo de procura local rápida e eficiente para a otimização do *micrositing* foi proposto por Wagner *et al.* (2013). Eles afirmaram que o este novo algoritmo permitiu reduzir bastante o tempo computacional para as avaliações de forma a poder realizar a otimização de problemas mais reais em apenas “uma noite”, diferentemente de outras metodologias que demoraram semanas com servidores especializados de computadores.

Shakoor *et al.* (2014) apresentaram uma proposta de otimização do *layout* de parques eólicos utilizando um algoritmo de ponto definido trabalhando em conjunto com um algoritmo genético. Esta combinação pôde minimizar o custo inicial por unidade de energia e os efeitos da superposição de esteiras entre aerogeradores, sem desrespeitar as distâncias mínimas recomendáveis para tal efeito.

Uma nova abordagem para alcançar o posicionamento otimizado de aerogeradores é indicada por Kiamehr e Hannani (2014). Apesar da função objetivo deste trabalho ter apresentado um comportamento complexo e não linear e de aproximarem a Curva de Potência do aerogerador por uma reta em certos pontos, a abordagem do problema utilizando um algoritmo imperialista competitivo mostrou-se eficaz em alguns casos. Os resultados obtidos, algumas vezes, foram melhores que os alcançados por alguns algoritmos utilizados anteriormente. Além disso, a taxa de convergência da solução diminuiu drasticamente por causa de algumas restrições como um número maior de turbinas eólicas e uma distância mínima entre turbinas menor.

Recentemente, Feng e Shen (2015) realizaram uma série de comparações de otimização do *layout* de fazendas eólicas utilizando os casos básicos de Mosetti *et al.* (1994) e Grady *et al.* (2005) utilizando um algoritmo de procura aleatória. Também avaliaram parques eólicos comparando dados reais de geração com os resultados obtidos, chegando a valores mais altos que os reais. Sugeriram que a variabilidade interanual das intensidades e direções dos ventos poderia explicar a diferença obtida entre sua avaliação e a realidade.

3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

3.1 Definições Básicas de Otimização

Segundo Rao (2009), Otimização é o processo de obter o melhor resultado sob determinadas circunstâncias. No projeto e construção de qualquer sistema de engenharia o objetivo final é minimizar o esforço necessário e/ou maximizar o benefício desejado. Já para

Yang (2010) diz que otimização significa, em última instância, a aplicação do princípio da ação mínima, princípio este presente em muitos fenômenos físicos reais da natureza.

Quando o esforço requerido puder ser expresso como uma função de certas variáveis de decisão, a otimização pode ser definida como o processo de encontrar as condições que fornecem o valor máximo ou mínimo desta função. Matematicamente falando, é possível colocar um problema de otimização escrito como uma proposição da seguinte forma:

$$\begin{aligned}
&\text{Minimize} && f_i(\mathbf{X}), && (i = 1, 2, \dots, M) \\
&\text{Sujeito a} && \phi_j(\mathbf{X}) = 0 && (j = 1, 2, \dots, J) \\
&&& \varphi_k(\mathbf{X}) \leq 0 && (k = 1, 2, \dots, K) \\
&\text{Tal que} && \mathbf{X} \in [\mathbf{X}_{\min}; \mathbf{X}_{\max}],
\end{aligned} \tag{3.1}$$

onde $f_i(\mathbf{X})$ são as M funções objetivos a serem otimizadas, $\phi_j(\mathbf{X})$ são as J funções de restrição de igualdade, $\varphi_k(\mathbf{X})$ são as K funções de restrição de desigualdade e $\mathbf{X} = (x_1, x_2, \dots, x_n)^T$ é o vetor das n variáveis de projeto, sendo os limites inferiores e superiores definidos por $\mathbf{X}_{\min} = (x_{\min,1}, x_{\min,2}, \dots, x_{\min,n})^T$ e $\mathbf{X}_{\max} = (x_{\max,1}, x_{\max,2}, \dots, x_{\max,n})^T$, respectivamente.

3.2 Algoritmo de Otimização por Enxame de Partículas com Comportamento Quântico (QPSO).

Conforme Sun *et al.* (2012), o QPSO é uma importante evolução do algoritmo metaheurístico PSO motivada pela mecânica quântica das partículas. Diferentemente do PSO, não requer vetores de velocidade e tem menos parâmetros para ajustar, facilitando, portanto, a sua implementação. O algoritmo utiliza uma estratégia em que se beneficia de suas posições ótimas anteriores e recebe ajuda da melhor posição média de todas partículas para melhorar a capacidade de pesquisa global da solução, pois uma partícula do enxame tem sempre uma probabilidade não nula de poder encontrar-se em qualquer posição (x) de todo o espaço de pesquisa viável, mesmo em uma posição longe da melhor posição global. Isto permite que haja a possibilidade de uma maior procura no espaço de busca. Além disso, o estado de cada partícula pode ser descrita por uma função de onda $\Psi(x)$ e a probabilidade de se encontrar a partícula em determinada posição pode ser descrita pela função de densidade de probabilidade $Q(x)$, definida como:

$$Q(x) = |\Psi(x)|^2 = \frac{1}{L} e^{\frac{-2|p-x|}{L}}, \tag{3.2}$$

$$\Psi(x) = \frac{1}{\sqrt{L}} e^{\frac{-|p-x|}{L}} \tag{3.3}$$

onde p é uma variável randômica expressa pela Equação (3.5). O parâmetro L caracteriza a “criatividade” ou “imaginação” da partícula, descrita pela Equação (3.6).

Dada uma da função de densidade de probabilidade, utilizando o método de simulação estocástico de Monte Carlo, a posição da partícula pode ser obtida pela seguinte equação estocástica:

$$x = p + \frac{L}{2} \ln(1/u) = \frac{1}{L} e^{\frac{-2|p-x|}{L}}, \tag{3.4}$$

$$p = \varphi P + (1 - \varphi) G, \quad \varphi \sim U(0,1) \tag{3.5}$$

$$L = 2\alpha|x - \mathbf{mbest}| \tag{3.6}$$

onde P representa a melhor experiência (variáveis de projeto da correspondente melhor função objetivo) da partícula e G representa a média das melhores experiências de todas partículas do enxame. O parâmetro α é conhecido como coeficiente de expansão e contração. O \mathbf{mbest} é a média da melhor posição de cada partícula do enxame de N_p indivíduos e pode ser expresso como:

$$\mathbf{mbest} = \frac{1}{N_p} \sum_{i=1}^{N_p} P_i, \tag{3.7}$$

Sun *et al.* (2012) afirmam que a maneira mais simples e eficaz de aumentar a eficiência do QPSO sem aumentar a complexidade do algoritmo bem como o custo computacional, é selecionando os parâmetros do algoritmo de maneira eficiente. Nesse sentido, o parâmetro mais importante de QPSO é o coeficiente de contração e expansão α , que é essencial para convergência do algoritmo. Os autores ainda sugeriram que o algoritmo se torna convergente quando $\alpha < 1,78$ e divergente com $\alpha > 1,8$. Há dois métodos simples para selecionar tal parâmetro. O primeiro, fixa um valor em α e o segundo, diminui seu valor linearmente proporcionalmente às iterações.

$$\alpha_n = \frac{(\alpha_{final} - \alpha_{inicial})n}{n_{iter}} + \alpha_{inicial}, \quad (3.8)$$

onde α_n é o coeficiente na iteração n , decrescendo linearmente de um valor inicial $\alpha_{inicial}$, atingindo um valor final α_{final} ao completar todas as iterações n_{iter} . A expressão de atualização da posição fica, portanto:

$$x_{i,n+1}^j = p_{i,n}^j \pm \alpha |mbest_n^j - x_{i,n}^j| \ln(1/u_{i,n+1}^j), \quad u \sim U(0,1) \quad (3.9)$$

que representa a nova posição da partícula i , na dimensão j , na n -ésima iteração.

3.2.1 Síntese do algoritmo QPSO

O algoritmo inicializa com a geração de uma população aleatória de partículas e elenca a melhor partícula em função do objetivo do problema. A cada nova iteração, a melhor posição média do enxame é calculada e a posição atual de cada partícula é atualizada. Após esse processo ser realizado por todas partículas do problema, o valor de cada partícula (função objetivo) é avaliado e criado um histórico das melhores posições individuais e da melhor posição global atual do enxame. O processo é continuado até que algum critério de convergência ou de parada seja atingido. O pseudocódigo do algoritmo está detalhado na Figura 3.1.

Dimensão do problema j , No. de variáveis (N_{var}), partícula i , No. de partículas N_p , iteração n_{iter} .
 Definição dos limites superior e inferior para as variáveis de projeto [\mathbf{X}_{min} ; $\mathbf{X}_{máx}$].
 População inicial aleatória $x_{i,0}^j$ com N_p partículas.
 Posição inicial: melhor de cada partícula, $P_{i,0}^j = x_{i,0}^j$ e melhor do enxame, G_0 .
 Enquanto (critérios de parada forem falsos)
 $n_{iter} = n_{iter} + 1$
 Calcular $mbest_n^j$ pela Equação (3.7).
 Calcular parâmetro α pela Equação (3.8) ou valor fixo.
 Para $i = 1$ até N_p
 Para $j = 1$ até N_{var}
 $\varphi_{i,n}^j = rand(0,1)$; $p_{i,n}^j = \varphi_{i,n}^j P_{i,n}^j + (1 - \varphi_{i,n}^j) G_n^j$; $u_{i,n}^j = rand(0,1)$;
 Se $rand(0,1) < 0,5$ faça:
 $x_{i,n+1}^j = p_{i,n}^j + \alpha |mbest_n^j - x_{i,n}^j| \ln(1/u_{i,n+1}^j)$;
 Senão, faça:
 $x_{i,n+1}^j = p_{i,n}^j - \alpha |mbest_n^j - x_{i,n}^j| \ln(1/u_{i,n+1}^j)$;
 Finalizar em j variáveis;
 Calcular a função objetivo das novas partículas e comparar com a anterior;
 Atualizar os pontos $P_{i,n}$ e G_n ;
 Finalizar em i partículas
 Finalizar algoritmo se critérios de parada são verdadeiros ($n > n_{iter}$, tolerância, dispersão, etc.).

Figura 3.1 - Pseudocódigo para o algoritmo QPSO
(adaptado de Sun *et al.*, 2012)

Neste trabalho, as avaliações possuem a característica de serem otimizações mono-objetivo. Isto deve-se ao fato de que se desejou maximizar a energia gerada o que,

portanto, decorre num aumento do rendimento dos parques eólicos. As variáveis de projeto são as posições dos aerogeradores e foram impostas restrições de quantidades de aerogeradores, distância entre os mesmos e área utilizada pelos parques eólicos.

3.3 Distribuição probabilística de Weibull para a velocidade do vento

Segundo Custódio (2013), a velocidade do vento varia ao longo do dia, do mês e do ano. Portanto, sua variação é a principal característica a ser determinada, e então a distribuição probabilística existente que melhor descreve esse comportamento é a distribuição de Weibull devido à sua flexibilidade de poder se adaptar a diversas formas de dados experimentais. A função densidade de probabilidade de Weibull para a variável V é expressa pelas seguintes relações:

$$f(V) = \frac{c}{A} \left(\frac{V}{A}\right)^{c-1} \exp\left[-\left(\frac{V}{A}\right)^c\right], \quad (3.10)$$

$$A = \frac{V}{\Gamma\left(1+\frac{1}{c}\right)}, \quad (3.11)$$

onde $f(V)$ é a frequência de ocorrência de V , c é o fator de forma da distribuição de Weibull e Γ é a função *Gama*, definida por:

$$\Gamma = \int_0^{\infty} t^{z-1} e^{-t} dt \quad (3.12)$$

3.4 Lei Logarítmica de variação das velocidades

Na grande maioria dos casos, as condições de velocidade e direção de incidência do vento nos parques eólicos não são obtidas exatamente na altura do rotor dos aerogeradores. Além disso, o avanço tecnológico empregado na construção destes equipamentos faz com que haja uma tendência no acréscimo da altura de turbinas eólicas, o que pode inviabilizar a captação de dados meteorológicos sempre à mesma altura.

De acordo com Custódio (2013), na faixa de altura de interesse para conversão de energia eólica observa-se um comportamento de variação de velocidades de vento que pode ser aproximado por uma função logarítmica. Desta forma, a maneira de prever a velocidade do vento em uma determinada altura, mais especificamente na altura do rotor da turbina eólica é:

$$V_0 = V \cdot \frac{\ln(H/z_0)}{\ln(H_{ref}/z_0)}, \quad (3.13)$$

onde V_0 é a velocidade do vento na altura desejada, V é a velocidade do vento na altura de medição, H é a altura onde deseja-se conhecer a velocidade do vento (rotor do aerogerador), H_{ref} é a altura de referência onde a velocidade do vento foi medida e z_0 é o comprimento de rugosidade equivalente do solo em questão.

3.5 Modelagem simplificada da superposição do efeito de esteira

Segundo Custódio (2013), a extração da energia cinética do vento por um aerogerador causa a redução na velocidade das massas de ar além de um giro das pás da turbina, aumentando a turbulência no escoamento de ar após a interação com essa estrutura. A partir disso, uma turbina eólica subsequente que recebe vento perturbado tende a extrair menos energia. Tal efeito é conhecido como esteira aerodinâmica e, caso não seja minimizado, tem grande impacto na produção total do parque eólico.

Jensen *et al.* (1983), propuseram um modelo simplificado de efeito esteira que descreve o comportamento do escoamento de saída de ar de aerogeradores considerando características da turbina eólica. Esta modelagem é capaz de estimar a energia do vento após a interação com precisão, haja vista que assume que a velocidade decai linearmente na direção do

escoamento do vento e que a quantidade de movimento é conservada dentro da esteira aerodinâmica. A Figura 3.2 indica os principais parâmetros considerados nesta modelagem.

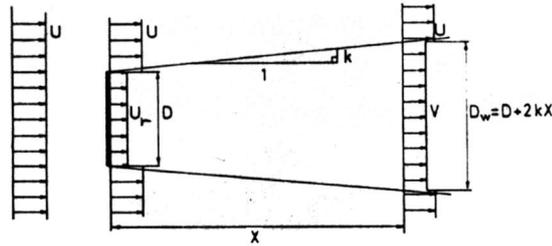


Figura 3.2 - Vista esquemática do efeito de esteira.
(Fonte: Jensen et al., 1983).

A velocidade $V(x)$ para qualquer posição na esteira da turbina é dada por:

$$V(x) = U \left[1 - \frac{(1 - \sqrt{1 - C_t})}{\left(1 + \frac{2kx}{D}\right)^2} \right], \quad (3.14)$$

onde $V(x)$ representa a velocidade do vento na esteira de uma turbina eólica, U é a velocidade do vento livre da influência da turbina, U_r é a velocidade do vento logo após o rotor extrair parte da sua energia cinética. O parâmetro C_t é o coeficiente de empuxo da turbina. A variável D é o diâmetro do rotor da turbina e D_w o diâmetro da esteira à distância x da turbina. O fator k representa o coeficiente de aumento de esteira, ou ângulo de abertura de sombra, descrito por:

$$k = 0,5 / \ln(h / z_0) \quad (3.15)$$

sendo h a altura da nacela do aerogerador (ou rotor do aerogerador) e z_0 é o comprimento de rugosidade equivalente do solo.

4 METODOLOGIA

Em seu estudo, Mosetti *et al.* (1994), avaliaram a viabilidade e eficiência da sua abordagem à otimização do *micrositing* de um parque eólico por um algoritmo genético. Esta análise avaliou a disposição das turbinas segundo três abordagens que diferem entre si pela velocidade e direção de incidência do vento. Tal maneira de aferir a possibilidade da utilização de um método de otimização foi, e ainda é considerada por muitos autores, como o chamado Caso Ideal.

Grady *et al.* (2005) sugeriram uma variação do Caso Ideal, proposto por Mosetti *et al.* (1994), que foi capaz de encontrar o número ideal de aerogeradores para cada condição meteorológica. Além disso, Feng e Shen (2015) propuseram a avaliação da eficiência de um algoritmo de procura aleatória utilizando a variação do Caso Ideal proposta por Grady *et al.* (2005), e também avaliaram um parque eólico que foi construído no mar Norte da Dinamarca que opera até os dias atuais (Horns Rev).

4.1 Modelagem das interações entre esteiras aerodinâmicas

Neste trabalho a abordagem que avalia o efeito de esteira aerodinâmica proposta por Feng e Shen (2015), que por sua vez, utiliza o modelo de esteira aerodinâmica proposta por Jensen *et al.* (1983), foi aplicada devido à sua facilidade de utilização para avaliar uma gama de *microsittings* durante a execução da otimização.

Considerando que são alocados N_{WT} aerogeradores no parque eólico nas coordenadas $X = [x_1, x_2, \dots, x_{N_{WT}}]$, $Y = [y_1, y_2, \dots, y_{N_{WT}}]$, e supondo que o aerogerador i esteja posicionado em (x_i, y_i) e que o aerogerador j em (x_j, y_j) para o ângulo de incidência de vento θ_k , as coordenadas cartesianas podem ser rotacionadas de acordo com θ_k , de modo que o vento incida ao longo da direção x' . Então, se $x'_i \leq x'_j$, a turbina j ou está a jusante da turbina i ou ao mesmo nível, portanto, não há influência de esteira da turbina j na turbina i . Entretanto, se $x'_i >$

x'_j a velocidade e raio de incidência do efeito esteira atrás da turbina j na posição onde i está alocado, representados como V_{ij} e R_{ij} , são governados pelas seguintes expressões:

$$V_{ij} = V_0 \left[1 - (1 - \sqrt{1 - C_t(V_0)}) / \left(1 + \alpha \left(\frac{x'_{ij}}{R_r} \right)^2 \right) \right], \quad (4.1)$$

$$R_{ij} = \alpha \cdot x'_{ij} + R_r \quad (4.2)$$

onde V_0 é a velocidade de incidência do vento na turbina j , $C_t(V_0)$ representa o coeficiente de empuxo (*Thrust*) da turbina eólica à velocidade V_0 e α é o coeficiente de aumento de esteira. R_r representa o raio do rotor do aerogerador e $x'_{ij} = x'_i - x'_j$ é a distância entre duas turbinas eólicas ao longo da direção de incidência do vento.

Além disso, avalia-se a área da turbina i afetada pela turbina j , pelo efeito de esteira aerodinâmica, como uma superposição da área de dois círculos com raios R_r e R_{ij} centralizados a uma distância $|y'_{ij}| = |y'_i - y'_j|$. Nos casos onde este posicionamento não é observado, a interação entre áreas é zero, ou seja:

$$A_{ij} = \begin{cases} A_{ol}(R_r, R_{ij}, |y'_{ij}|), & x'_i > x'_j \\ 0, & x'_i \leq x'_j \end{cases}, \quad (4.3)$$

onde A_{ol} representa a sobreposição de áreas de duas turbinas eólicas que interagem entre si pelo efeito de esteira aerodinâmica.

Avaliando-se no plano transversal onde a turbina i está localizada ($x = x_i$), o rotor deste aerogerador e o efeito da esteira j podem interagir entre si de três maneiras distintas, como representado na Figura 4.1.

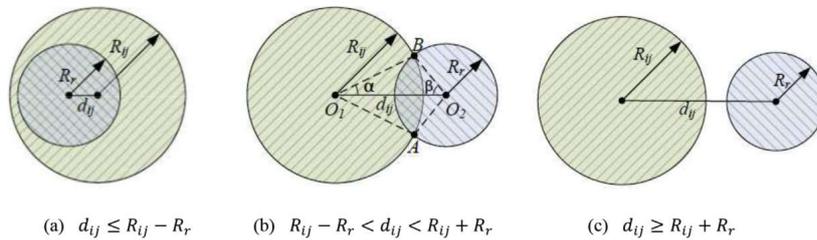


Figura 4.1 - Formas de avaliar a área do aerogerador i afetado pela esteira da turbina eólica j .
(Fonte: Feng e Shen, 2015).

Na figura 4.1, tem-se:

$$A_{ol} = \begin{cases} \pi R_r^2, & d_{ij} \leq R_{ij} - R_r, \\ 2\alpha R_{ij}^2 + 2\beta R_r^2 - 2A_{\Delta}, & R_{ij} - R_r < d_{ij} < R_{ij} + R_r, \\ 0, & R_{ij} + R_r. \end{cases} \quad (4.4)$$

$$\alpha = \cos^{-1}[(R_{ij}^2 + d_{ij}^2 - R_r^2)/(R_{ij}d_{ij}R_r^2)] \quad (4.5)$$

$$\beta = \cos^{-1}[(R_r^2 + d_{ij}^2 - R_{ij}^2)/(R_r d_{ij} R_{ij}^2)] \quad (4.6)$$

$$A_{\Delta} = \sqrt{p(p - R_{ij})(p - d_{ij})(p - R_r)} \quad (4.7)$$

$$p = (R_{ij} + d_{ij} + R_r)/2 \quad (4.8)$$

Pode-se então, avaliar que a relação A_{ij}/A_r , onde A_r é a área do rotor do aerogerador ($A_r = \pi R_r^2$), representa a razão de área efetiva de influência de efeito de esteira aerodinâmica da turbina j na turbina i . Portanto a velocidade do vento incidente no aerogerador i pode ser obtida por:

$$V_i = V_0 \left[1 - \sqrt{\sum_{j=1}^{N_{wt}} (A_{ij}/A_r)^2 \cdot (1 - V_{ij}/V_0)^2} \right], \quad (4.9)$$

Assim sendo, substituindo (4.1) em (4.9) obtém-se:

$$V_i = V_0 \left[1 - (1 - \sqrt{1 - C_t(V_0)}) \cdot \sqrt{\sum_{j=1}^{N_{wt}} M_{ijk}} \right], \quad (4.10)$$

onde M_{ijk} representa o fator de influência do efeito de esteira aerodinâmica da turbina j na turbina i ao longo do ângulo de incidência de vento θ_k , calculado como:

$$M_{ijk} = \left(A_{ij}/A_r \right)^2 / \left[1 + \alpha \left(x'_{ij}/R_r \right) \right]^4, \quad (4.11)$$

4.2 Modelagem da produção de energia

Para um determinado modelo de aerogerador, as curvas de Potência e de coeficiente de empuxo dependem da velocidade do vento atuante na turbina eólica. Esses e outros dados referentes às máquinas são fornecidos pelo fabricante e são utilizadas para calcular a energia produzida pelo parque eólico. Considerando que a Equação (4.9) representa a modelagem do efeito de esteira para uma dada direção de incidência de vento θ_k , é possível perceber que a Equação (4.10) é, também, função da direção de incidência de vento θ_k , da velocidade do vento incidente no parque eólico, V_0 , e do *layout* da disposição dos aerogeradores (X, Y) , ou seja, $V_i = V_i(V_0, \theta_k, X, Y)$. Além disso, a potência gerada pelo parque eólico depende fortemente da frequência de ocorrência da velocidade do vento e de sua direção, aqui representados como a distribuição de ocorrência $F_{wk} = f_{oc}(V_0, \theta_k)$. Portanto, a energia produzida pelo parque eólico é descrita como:

$$P_{tot} = \sum_{i=1}^{N_{WT}} \sum_{k=1}^{N_{wd}} \sum_{w=1}^{N_{ws}} \left(V_0 \left[1 - (1 - \sqrt{1 - C_t(V_0)}) \cdot \sqrt{\sum_{j=1}^{N_{wt}} M_{ijk}} \right] \right) \cdot F_{wk}, \quad (4.12)$$

onde N_{wd} e N_{ws} representam o número de divisões da discretização na Rosa dos Ventos da direção e da distribuição de Weibull da velocidade do vento, incidentes no parque eólico, respectivamente.

4.3 O Caso Ideal e sua variação

A avaliação do algoritmo proposto foi baseada na variação do Caso Ideal, proposta por Grady *et al.* (2005). Esta abordagem consiste no estudo de um parque eólico com dimensões 50Dx50D, onde D representa o diâmetro do rotor do aerogerador, onde todo espaço disponível para o empreendimento fora subdivido em 100 células iguais. Dessa forma, um *grid* de posicionamentos é formado, onde cada local passível de instalação, ou célula, possui dimensões de 5Dx5D. Tal *grid* de posicionamentos, que fora utilizado por todos autores que avaliaram estes casos anteriormente, atua na restrição da distância mínima entre duas turbinas eólicas, ou seja, cada turbina será alocada no mínimo a uma distância de 5D da turbina mais próxima. Além disso, nessa avaliação, o aerogerador só pode ser alocado no centro de cada célula, o que por sua vez, restringe ainda mais o problema pois diminui o espaço disponível para posicionamentos de aerogeradores para uma área retangular com dimensões de 45Dx45D, haja vista a necessidade do desconto de 2,5D em cada aresta do paralelogramo inicial. Em contrapartida a esta proposta, no presente estudo, a posição de cada aerogerador, dentro do espaço disponível para posicionamentos, não foi restringida, ou seja, cada aerogerador pôde ser posicionado em qualquer localização dentro do paralelogramo de dimensões 45Dx45D, desde que a distância até o aerogerador mais próximo fosse maior ou igual a 5D.

Apesar de na abordagem que vem sendo utilizada por vários autores existem três condições meteorológicas (vento a 12 m/s oriundo da direção norte, vento a 12 m/s uniformemente distribuído em 36 direções de incidência e vento com velocidade de 8, 12 e 17 m/s uniformemente distribuído em 36 direções de incidência), neste estudo somente a primeira condição foi avaliada, devido à necessidade de estudar a viabilidade do QPSO frente a este tipo de otimização.

Além disso, o Caso Ideal, bem como a sua variação, avalia a energia gerada somente com um tipo de turbina eólica, que possui altura de rotor de 60 metros, diâmetro de rotor de 80 metros, Coeficiente de *Thrust* constante em 0,88 e rugosidade de terreno de 0,3 metros. A curva de potência do aerogerador é exibida na Figura 4.2.

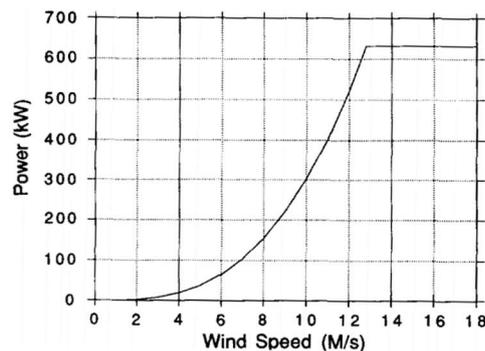


Figura 4.2 - Curva de Potência do aerogerador.
(Fonte Mosetti *et al.*, 1994)

4.4 Complexo eólico Horns Rev

Horns Rev é um complexo constituído por três parques eólicos localizado no Mar Norte da Dinamarca distante cerca de 15 km da costa que iniciou suas atividades em 2002. No presente trabalho, entretanto, foi avaliado somente um dos três parques, Horns Rev 1. Operam neste empreendimento 80 turbinas eólicas do modelo Vestas V80, com diâmetro de rotor de 80 metros e altura de rotor de 70 metros. Os aerogeradores estão alocados em uma área retangular e são espaçados de $7D \times 7D$ nas direções das dimensões principais desta área. Mesmo sem a exposição de tal parâmetro, a rugosidade do terreno foi assumida como a mais coerente para parques eólicos *offshore* segundo a Tabela A.4 do Anexo, proposta por Custódio (2013), com valor $z_0 = 0,0002$ metros.

Feng e Shen (2015) restringiram a distância mínima entre duas turbinas eólicas em $5D$ e tal condição foi respeitada nesta abordagem mesmo diferindo dos aspectos construtivos do empreendimento. Apesar dos autores terem avaliado o parque Horns Rev 1 de três maneiras (tamanho do *layout* e incidência de ventos reais, tamanho do *layout* real e incidência de ventos manipulada e tamanho do *layout* e incidência de ventos manipulados) neste estudo somente foi avaliada a situação em que o tamanho do *layout* do parque e dados anemométricos são reais.

Os dados da distribuição de Weibull para as condições anemométricas, que foram obtidas a uma altura de 62 metros, foram disponibilizados em 12 setores angulares e podem ser visualizadas na Tabela A.3 do Anexo, e sua respectiva rosa dos ventos na Figura A.1 do Apêndice. Feng e Shen (2015) afirmaram que para uma melhor avaliação do algoritmo, o número de setores deve ser aumentado para 360, interpolando dados estatísticos para as outras direções, a fim para obter uma melhor acurácia final na potência gerada. No presente estudo esta hipótese não foi utilizada. Portanto, o número de setores de incidência de vento manteve-se o mesmo dos medidos experimentalmente e disponibilizados originalmente, 12, devido ao fato de que o acréscimo de setores aumenta consideravelmente o tempo de avaliação para cada novo *layout* gerado.

As curvas de potência e de Coeficiente de *Thrust*, bem como o *layout* original do parque em Horns Rev 1 foram extraídos da publicação de Feng e Shen (2015) e são exibidos na Figura 4.3 a seguir.

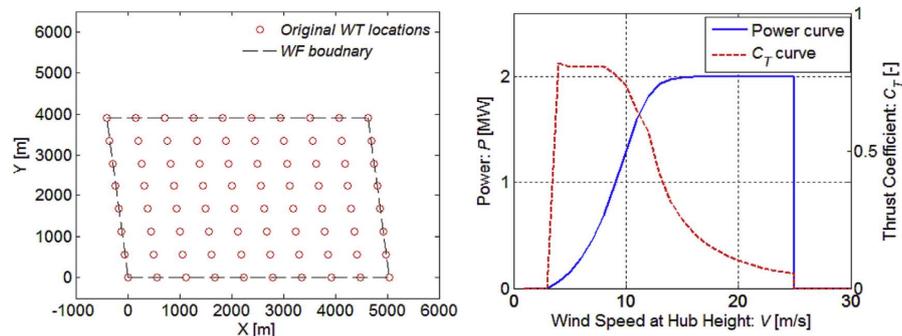


Figura 4.3 - Layout original de Horns Rev 1 e Curva de Potência e de Coeficiente de *Thrust* do aerogerador Vestas V80.
(Fonte: Feng e Shen, 2015)

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Para avaliar o algoritmo QPSO frente à otimização do *layout* de um parque eólico foram abordados dois casos de complexidade diferentes. Um em que a velocidade do vento e direção de incidência são constantes, e outro em que o número de aerogeradores é maior e a direção e a velocidade de incidência do vento variam. Após todas iterações necessárias para parada do algoritmo, o mesmo retornou o valor da eficiência energética (função objetivo) da melhor configuração. A nova eficiência foi comparada com valores da literatura e o acréscimo percentual foi avaliado para cada situação.

5.1 QPSO na avaliação da variação do Caso Ideal

A avaliação deste caso foi realizada segundo a proposta de Feng e Shen (2015) na qual é gerado um *layout* randomicamente para a primeira avaliação do algoritmo e que, após o término de todas iterações, processa a comparação percentual relativa entre a eficiência energética encontrada pelos novos *micrositing*s e a melhor eficiência energética encontrada por Grady *et al.* (2005). A Tabela 5.1 a seguir apresenta o comparativo entre o melhor, a média e o pior dos acréscimos relativos à eficiência de Grady *et al.* (2005) encontrados pelo QPSO frente aos acréscimos encontrados pelo RS-new de Feng e Shen (2015), para as condições de ventos com velocidade e direção de incidência constantes.

Tabela 5.1- Aumento relativo de eficiência comparados à Grady *et al.* (2005).

Algoritmo	Máximo (%)	Média (%)	Mínimo (%)	Desvio Padrão
RS-new (Feng e Shen (2015))	6,41	5,97	5,50	0,15
QPSO	6,52	5,34	3,87	0,23

Os valores médios apresentados por ambos algoritmos foram relativamente próximos, mas a variabilidade dos acréscimos de eficiência atingidos pelo QPSO caracteriza-o como um pouco menos robusto, em comparação ao RS-new. Apesar disso, foi possível verificar que o algoritmo, bem como a abordagem metaheurística, foi capaz de avaliar o *micrositing* de um parque eólico com um alto número de aerogeradores entregando resultados relativamente melhores que os relatados na literatura com um tempo de aproximadamente 350 segundos para cada rodada independente. O algoritmo QPSO, utilizou os parâmetros de funcionamento exibidos na Tabela A.1 do Apêndice.

A Figura 5.1 apresenta uma comparação entre o *micrositing* mais eficiente obtido pelo QPSO e os mais eficientes obtidos por RS-new, de Feng e Shen (2015), e GA, de Grady *et al.* (2005).

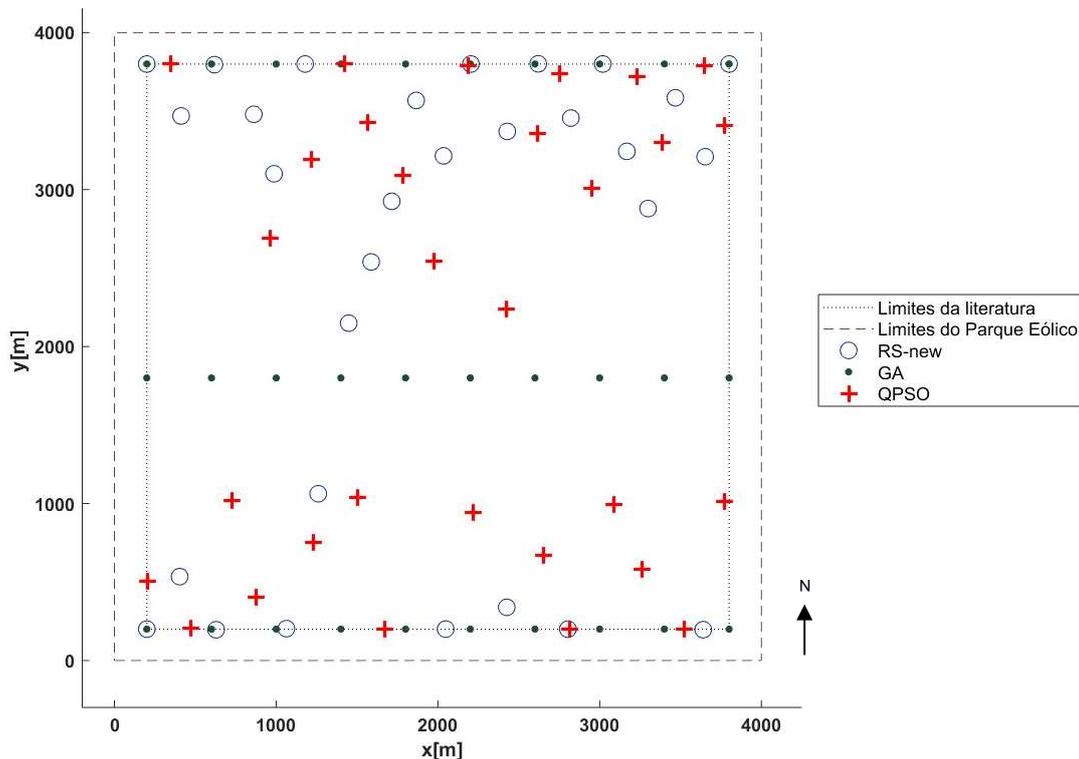


Figura 5.1- Comparativo de *microsittings* obtidos por métodos de otimização distintos para variação do Caso Ideal.

Pode-se, então, perceber que houve semelhança entre as configurações propostas pelo QPSO e pelo RS-new, já que aproximadamente na metade da coordenada na direção Norte praticamente não foram alocadas turbinas eólicas, diferentemente da proposta de GA.

5.2 QPSO na avaliação de Horns Rev 1

A avaliação deste caso foi realizada segundo a proposta de Feng e Shen (2015) na qual o *layout* original do parque eólico Horns Rev 1 serve como primeira avaliação para o algoritmo. Após essa primeira avaliação o método de otimização continuou até atingir algum dos critérios de parada apresentados na Tabela A.2 do Apêndice. Na sequência, então, foi realizada a comparação entre a eficiência do *micrositing* original com os novos *microsittings* otimizados obtidos pelo QPSO e então, calculados os acréscimos de eficiência percentuais obtidos pelas novas configurações. A Tabela 5.2 apresenta o melhor, a média e o pior dos acréscimos encontrados pelo QPSO e pelo RS-new.

Tabela 5.2- Aumento relativo da eficiência comparados ao *layout* original de Horns Rev 1.

Algoritmo	Máximo (%)	Média (%)	Mínimo (%)	Desvio Padrão
RS-new (Feng e Shen (2015))	0,27	0,19	0,13	0,02
QPSO	2,40	1,55	0,91	0,29

O algoritmo QPSO aqui implementado, diferentemente do caso avaliado anteriormente, foi capaz de alcançar um grande acréscimo relativo de eficiência, se comparado ao resultado obtidos pelo RS-new. Pode-se perceber que a abrangência de soluções conquistada pelo QPSO foi mais ampla, e mesmo o pior resultado encontrado foi melhor que a solução proposta pelo RS-new. Além disso, é importante salientar que a diferença do Desvio Padrão e da razão Desvio Padrão/Média entre os dois algoritmos foi significativa, o que

caracteriza o QPSO, novamente, como menos robusto que o RS-new. Para este caso, o tempo de cada rodada independente levou cerca de 860 segundos.

Portanto, a partir disso, foi possível observar que o algoritmo foi capaz de avaliar com êxito um problema mais complexo que o Caso Ideal. Pode-se ainda salientar, que em se tratando de um caso em que a direção de incidência de ventos não é majoritariamente a mesma, provavelmente existam mais soluções ótimas para o *micrositing* de um parque eólico em comparação ao Caso Ideal de Mosetti *et al.* (1994) em que os ventos incidem sobre o empreendimento somente em uma direção.

A Figura 5.2, a seguir, apresenta uma comparação entre o melhor *micrositing* obtido pelo QPSO e o melhor obtido por RS-new, de Feng e Shen (2015), e apresenta, também, o *layout* original do parque eólico Horns Rev 1.

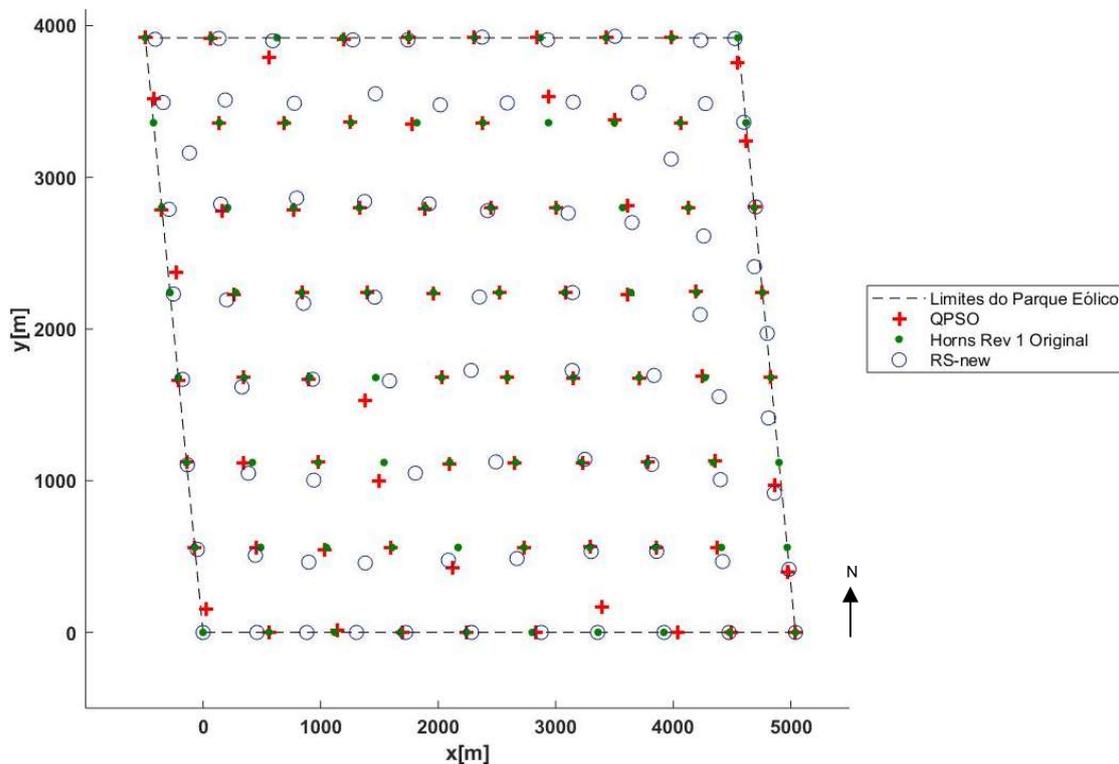


Figura 5.2- Comparativo de *micrositing* original com obtidos por métodos de otimização distintos para Horns Rev 1.

Para o Caso Horns Rev 1, as soluções propostas pelo QPSO e pelo RS-new aproximam-se bastante do *micrositing* original do parque eólico, conforme apresentado. Provavelmente, uma grande variação nas coordenadas de cada aerogerador não pôde ser alcançada devido ao número de máquinas instaladas neste empreendimento, o que acaba por restringir mais o problema se comparado à abordagem do Caso Ideal.

6 CONCLUSÕES

Neste trabalho foi proposta a otimização do *micrositing* de parques eólicos utilizando uma abordagem metaheurística via algoritmo QPSO. Comportamentos como o da interação de esteiras aerodinâmicas decorrente das perturbações no escoamento do vento, a distribuição de probabilidades de velocidade do vento e suas direções, curvas de potência e de coeficiente de *Thrust* de aerogeradores reais assim como limitações de distância entre as turbinas eólicas e limites geográficos da área dos parques eólicos foram levados em conta neste trabalho.

Dois exemplos foram utilizados para verificação dos códigos desenvolvidos em MATLAB (2000) e aqui implementados, o exemplo da variação do Caso Ideal, proposto por Grady *et al.* (2005), composto por 30 aerogeradores, e o caso real de um parque eólico, o Horns Rev 1, composto por 80 aerogeradores. Em ambas situações, o algoritmo proposto foi capaz de encontrar resultados melhores de eficiência energética comparado a valores indicados na literatura, comprovando a eficiência desta abordagem metaheurística na solução deste tipo de problema. A robustez do algoritmo foi comprovada a partir de múltiplas rodadas independentes obtendo-se um coeficiente de variação relativamente pequeno, em relação aos valores máximos encontrados para eficiência, mas que mesmo assim foi maior que casos relatados na literatura.

Apesar disto, melhorias no modelo de interação de esteiras aerodinâmicas, além da paralelização do algoritmo, uma maior discretização dos dados anemométricos ou também a replicação desta metodologia em um parque eólico localizado no Brasil são sugestões para trabalhos futuros. Tais propostas poderão ser facilmente implantadas o que, por sua vez, possibilitam a análise de casos mais complexos, tanto com um maior número de aerogeradores, quanto uma discretização mais complexa das direções de incidência de vento e limites de área do terreno para instalação do parque.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Custódio, R. S., **“Energia eólica para produção de energia elétrica”**, Synergia, 2ª Ed., 2013.

Eroglu, Y. W., Seçkiner, S. U. **“Design of wind farm layout using ant colony algorithm”**. Renewable Energy, V.4, p. 53-62, 2012.

Feng, J., Shen, W. Z. **“Solving the wind farm layout optimization problem using random search algorithm”**, Renewable Energy, V.78, p.182-192, 2015. DOI: 10.1016/j.renene.2015.01.005.

Grady, S. A., Hussaini M. Y., Abdullah, M. M. **“Placement of wind turbines using genetic algorithms”**, Renewable Energy, V.30, p.259–270. 2005. DOI: 10.1016/j.renene.2004.05.007.

Ituarte-Villareal, C. M., Espiritu, J. F. **“Optimization of wind turbine placement using a viral based optimization algorithm”**, Procedia Computer Science, V.6, p.469-474, 2011. DOI: 10.1016/j.procs.2011.08.087

Jensen, N.O., Katic I., Højstrup, J., **“A simple model for cluster efficiency”**, Proceedings of the European Wind Energy Association Conference and Exhibition, p. 407-410, 1986.

Kiamehr, K., Hannani, S. K. **“Wind farm layout optimization using imperialist competitive algorithm”**, Journal of Renewable and Sustainable Energy, V.6, 043109 (2014). DOI: 10.1063/1.4890376.

Marmidis, G., Lazarou, S., Pyrgioti, E. **“Optimal placement of wind turbines in a wind park using Monte Carlo simulation”**. Renewable Energy, V.33 (7), p.1455-1460, 2008. DOI: 10.1016/j.renene.2007.09.004.

MATLAB, **“MATrix LABoratory, R2012a”**. The MathWorks Inc., Natick, MA, 2000. <www.mathworks.com/>. Acessado em 01/09/2016.

Mosseti, G., Poloni, C., Diniacco, B. **“Optimization of wind turbine positioning in large windfarms by means of a genetic algorithm”**. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, V.51, p.105-116, 1994.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **“Geração eólica bate recorde no Nordeste nos primeiros dias de setembro 2017”**. <http://ons.org.br/Paginas/Noticias/20170905-recordegeracaoeolica.aspx>. Acessado em 01/03/2018.

Rao, S. S., **“Engineering Optimization: Theory and Practice”**, Wiley, 4th ed., 2009.

Saavedra-Moreno, B., Salcedo-Sanz, S., Paniagua-Tineo, A., Priet, L., Portilla-Figueras, A. **“Seeding evolutionary algorithms with heuristics for optimal wind turbines positioning in wind farms”**, Renewable Energy International Journal, p. 2838-2844, 2011.

Samorani, M. **“The Wind farm layout optimization problem”**, Handbook of Wind Power Systems, Energy Systems, P. M. Pardalos et al. (eds.), 2013. DOI: 10.1007/978-3-642-41080-2_2.

Shakoor, R., Hassan, M. Y., Raheem, A.m Rasheed, N., Nasir, M. N. M. **“Wind Farm Layout Optimization by Using Definite Point Selection and Genetic Algorithm”**. 2014 IEEE International Conference Power & Energy (PECON), 978-1-4799-7297-5/14/ IEEE, 2014.

Sun, J.; Lai, C.-H.; Wu, X.-J. **“Particle Swarm Optimisation - Classical and Quantum Perspectives”**, CRC Press, EUA, 2012.

Wagner, M., Day, J., Neumann, F. **“A fast and effective local search algorithm for optimizing the placement of wind turbines”**, Renewable Energy, V.51, p.64-70, 2013. DOI: 10.1016/j.renene.2012.09.008.

Yang, X.-S., **“Engineering optimization: an introduction with metaheuristic applications”**, Wiley, 2010.

APÊNDICE

Tabela A.1- Parâmetros utilizados no QPSO para avaliação do Caso Ideal.

Nº de partículas	$\alpha_{inicial}$	α_{final}	Tolerância entre iterações	Nº máximo de iterações	Nº de rodadas
20	1,0	0,6	10^{-6}	3000	150

Tabela A.2- Parâmetros utilizados no QPSO para avaliação de Horns Rev 1.

Nº de partículas	$\alpha_{inicial}$	α_{final}	Tolerância entre iterações	Nº máximo de iterações	Nº de rodadas
20	1,0	0,6	10^{-6}	2000	150

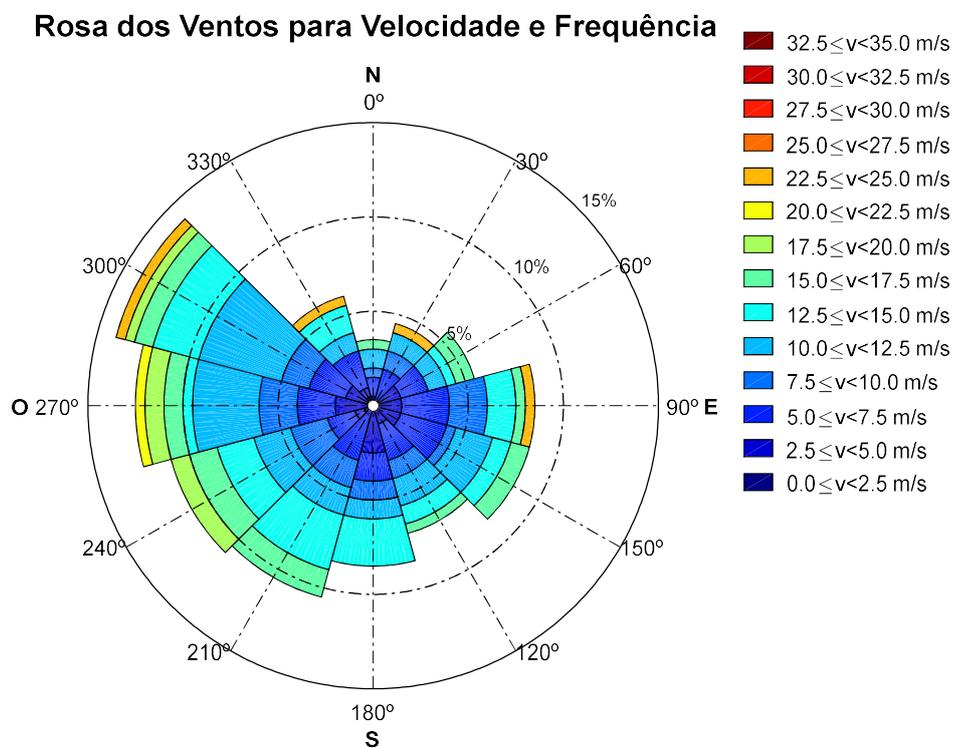


Figura A.1- Rosa dos ventos para distribuição de velocidades e probabilidade de incidência de vento para cada direção para caso Horns Rev 1.

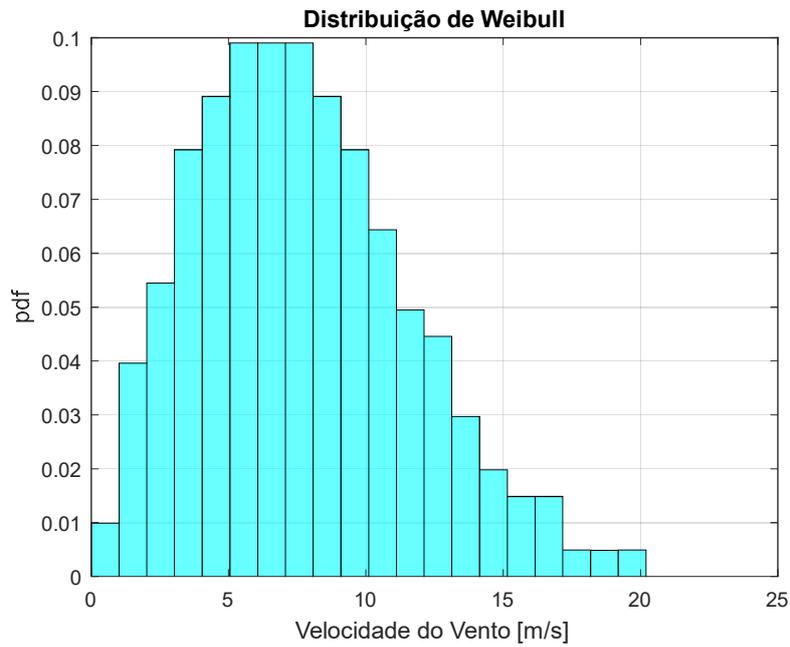


Figura A.2- Distribuição de Weibull para velocidades do vento gerado e direção 0° no caso Horns Rev 1.

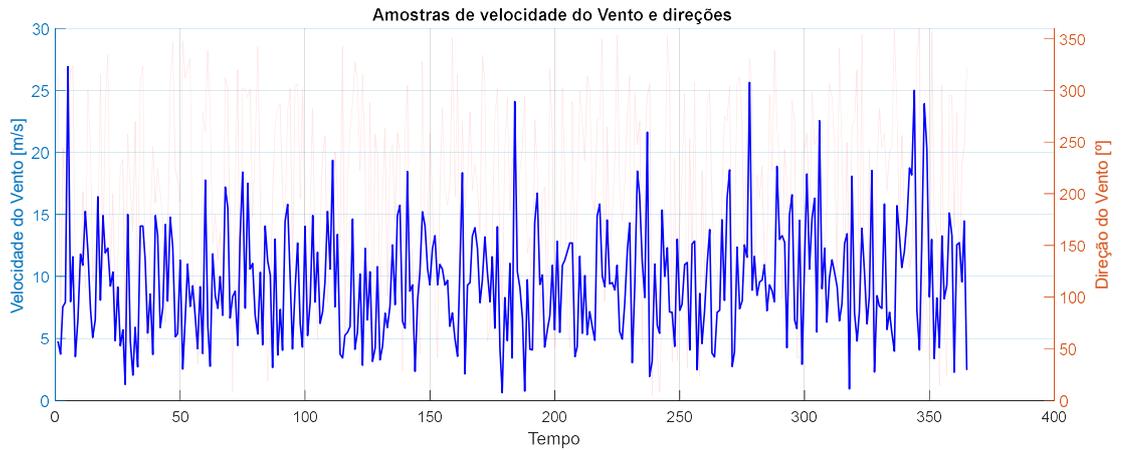


Figura A.3- Velocidades de Vento gerado para correspondente direção para o caso Horns Rev 1.

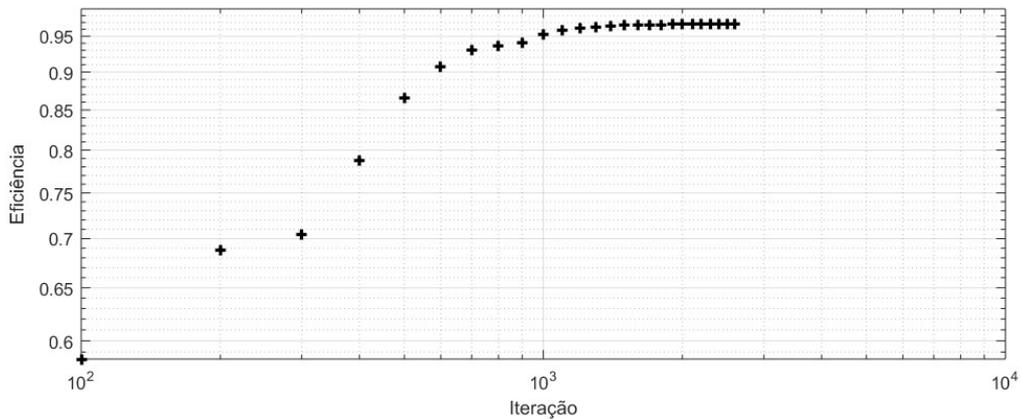


Figura A.4- Convergência de soluções para uma simulação da variação do Caso Ideal.

ANEXO

Tabela A.3- Parâmetros anemométricos da Distribuição de Weibull para Horns Rev 1.
(Fonte: Feng e Shen (2015))

Direção	0°	30°	60°	90°	120°	150°	180°	210°	240°	270°	300°	330°
A	8,71	9,36	9,29	10,27	10,89	10,49	10,94	11,23	11,93	11,94	12,17	10,31
c	2,08	2,22	2,41	2,37	2,51	2,75	2,61	2,51	2,33	2,35	2,58	2,01
%	3,8	4,4	5,5	8,3	8,7	6,7	8,4	10,5	11,4	12,2	13,9	6,2

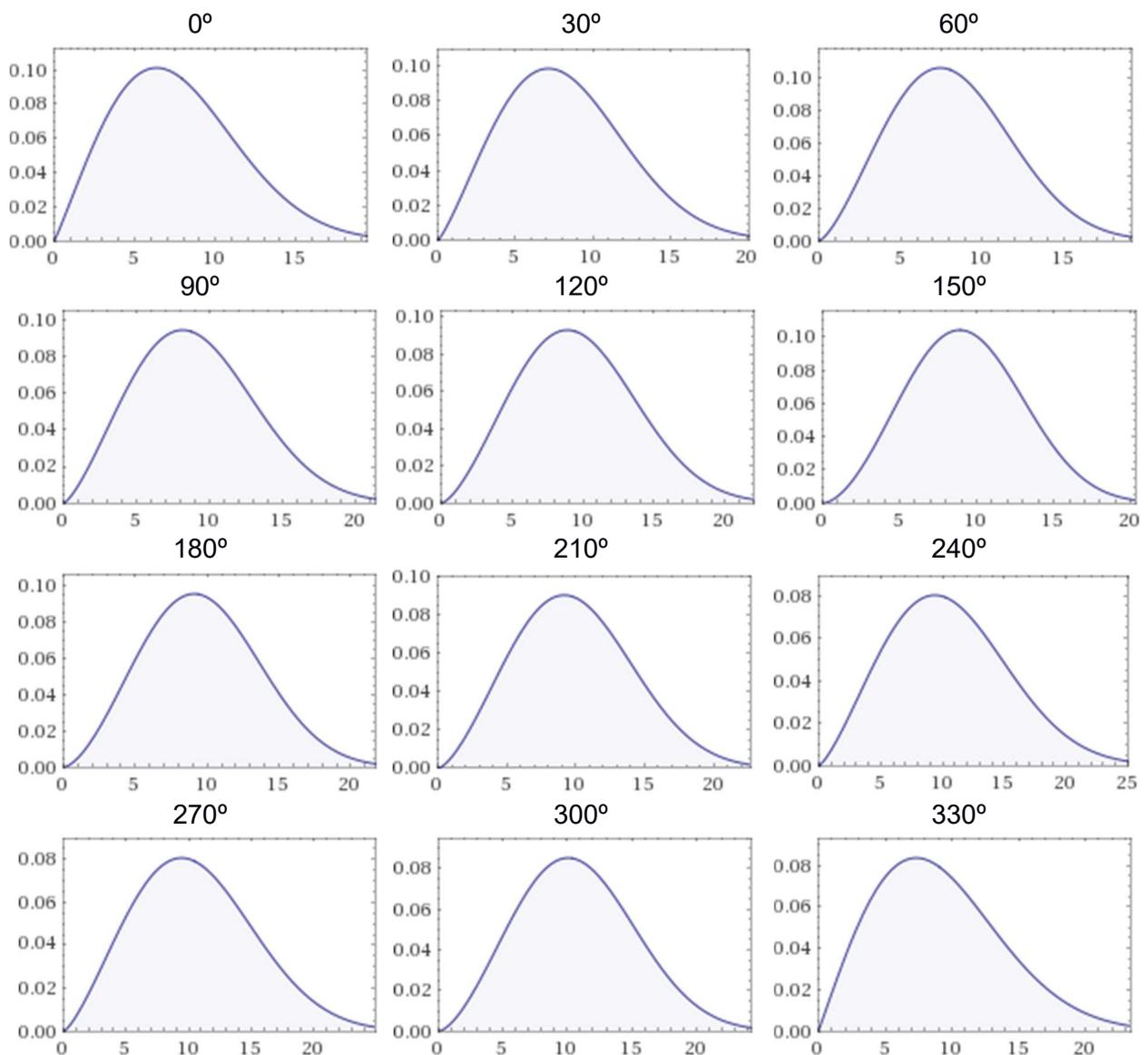


Figura A.5- Distribuições de Weibull para cada direção de incidência de ventos para caso Horns Rev 1.

Tabela A.4- Valores típicos de rugosidade de terreno para diferentes superfícies.
(Adaptado de Custódio (2013)).

Classe	Z₀ (m)	Tipo de Área
0	0,0002	Superfícies com água, tais como mares e lagos.
1	0,03	Aberta com poucos quebra-ventos, planas ou levemente onduladas.
2	0,1	Terreno com quebra-ventos afastados a mais de 1000 metros entre si
3	0,4	Áreas urbanas, florestas e terras com muitos quebra-ventos.