

Otimização da Localização de Aerogeradores em Parques Eólicos Utilizando GWO (Grey Wolf Optimizer)

Arthur E. S. Ribeiro*, Cristiane Geralda Tarôco*, Wesley Peres*

*Departamento de Engenharia Elétrica - Universidade Federal de São João del-Rei (UFSJ)
36307-352 – São João del-Rei – MG - Brasil
Emails: arthurribeiro.ufsj@gmail.com, cgtaroco@ufsj.edu.br, Wesley.peres@ufsj.edu.br

Abstract: The allocation of wind turbines in a wind farm is a really important task, due to the fact that the positioning of wind turbines affects the power produced by the generator unit and consequently in the power converted into energy. In this sense, the present work proposes to find the best location of wind turbines in a wind farm considering different wind directions using the Grey Wolf Optimizer (GWO). The study considers the wake effect, different wind directions and their probability density functions. A case study present in the literature is used to evaluate the proposed methodology.

Resumo: A alocação de aerogeradores em um parque eólico é de suma importância dado que o posicionamento dos mesmos interfere na potência produzida pela unidade geradora e consequentemente na potência convertida em energia. Nesse sentido, o presente trabalho propõe encontrar a melhor localização de aerogeradores em um parque eólico considerando diferentes direções dos ventos utilizando o Grey Wolf Optimizer (GWO). O estudo considera o efeito esteira, diferentes direções dos ventos e suas funções densidade de probabilidade. Um estudo de caso presente na literatura é utilizado para avaliar a metodologia proposta.

Keywords: wind farms; wind direction; GWO; layout optimization; wind turbines.

Palavras-chaves: parques eólicos; direção dos ventos; GWO; otimização de layout; turbinas eólicas.

1. INTRODUÇÃO

A energia eólica é uma fonte com baixíssimo impacto de implantação e não emite CO₂ em sua operação, substituindo, portanto, outras fontes de geração de energia elétrica com emissão. É um tipo de energia que gera renda e melhoria de vida para proprietários de terras com arrendamento para colocação das torres (ABEEólica, 2022).

De acordo com a Associação Brasileira de Energia Eólica, a potência eólica instalada no Brasil totaliza 21,5GW em um total de 795 parques eólicos em 12 estados do país, somando mais de 9000 aerogeradores em operação (ABEEólica, 2022). A fonte eólica atingiu uma participação de 11,8% na matriz elétrica brasileira (ABEEólica, 2022).

Para Panoeiro et al. (2018), um estudo sobre a localização de aerogeradores em um parque eólico é de suma importância, já que a mesma pode impactar na potência extraída e na energia convertida. Quando uma turbina extrai potência do vento, uma esteira (cone) é formada à jusante desta turbina. Se uma turbina a jusante opera nessa região de esteira, a potência de saída desta turbina é reduzida se comparada à turbina à montante operando em vento livre (Pookpant and Ongsakul, 2013). Este é o chamado efeito esteira ou de enfraquecimento (do inglês *wake effect*). Em relação aos ventos, os dois principais aspectos a serem considerados são velocidade e direção de incidência (Kusiak and Song, 2010), (González et

al. 2010). Em Pérez et al. (2013), o problema da otimização da localização de aerogeradores em parques eólicos é tratado utilizando técnicas de programação matemática. Nos trabalhos de Changshui et al. (2011) e Gao et al. (2015) o algoritmo genético e suas variações é utilizado para tratar o mesmo problema. Em Yang et al. (2016) e Pookpant and Ongsakul, (2013) é utilizado o método de enxame de partículas. A metaheurística Sistemas Imunológicos Artificiais proposta em Gomes et al. (2017) é adaptada e utilizada em Panoeiro et al. (2018) para considerar a representação de diferentes direções de ventos com suas respectivas probabilidades.

O Grey Wolf Optimizer (GWO) é uma metaheurística proposta por Mirjalili et al. (2014) baseada no comportamento dos lobos cinzentos. O algoritmo considera o mecanismo de hierarquia e caça presente no comportamento destes animais na natureza. Em Hagggar et al. (2018) o GWO e PSO (Particle Swarm Optimization) são utilizados na solução do problema de reconfiguração de rede de distribuição com a instalação de múltiplas unidades de geração distribuída. Em Siavash et al. (2017) o GWO é utilizado para resolver o problema do fluxo de potência ótimo em um sistema integrado com parques eólicos com o objetivo de redução do custo de produção de energia e redução de perdas.

O presente estudo tem como objetivo encontrar a melhor localização dos aerogeradores em um parque eólico

utilizando a versão binária do algoritmo dos lobos cinzentos (Grey Wolf Optimizer - GWO). Diferentes direções dos ventos e respectivas funções densidade de probabilidade serão consideradas. O efeito esteira será modelado conforme proposto por Jensen et al. (1986). A função objetivo a ser utilizada é proposta por Mosetti et al. (1994) e utilizada em Panoeiro et al. (2018). Esta função maximiza a potência eólica convertida em elétrica e também visa a minimização do custo.

2. FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

2.1 Função Objetivo

A função objetivo utilizada neste trabalho para a otimização da localização de aerogeradores foi proposta por Mosetti et al. (1994) e tem por objetivo a maximização da potência eólica convertida em elétrica e a minimização do custo conforme (1).

$$\min FOB = \frac{\text{custo}}{P_t} = \frac{N \left(\frac{2}{3} + \frac{1}{3} e^{-0,00174N^2} \right)}{\sum_{k=0}^{360} \sum_{i=1}^N f_k P_i \bar{u}_i} \quad (1)$$

em que FOB: Função objetivo; custo: Custo total de investimento em função do número de unidades geradoras; P_t : Potência total convertida de eólica para elétrica; N : Número de unidades geradoras; f_k : Função densidade de probabilidade de velocidade dos ventos; P_i : Potência produzida em função da velocidade média do vento na turbina de cada aerogerador; \bar{u}_i : Velocidade média do vento na turbina de cada aerogerador.

De acordo com Mosetti et al. (1994), o custo anual de cada turbina acrescida no parque eólico é fixo em 2/3 e 1/3 de custo variável para um número maior de turbinas instaladas, já que, o termo é multiplicado pelo exponencial e associado ao número de turbinas.

A potência gerada pelo parque eólico é o somatório das potências de cada turbina ponderada pela função densidade de probabilidade de velocidade dos ventos (f_k) que representa a probabilidade aleatória de ocorrência de eventos, em que k representa a variação angular do vento de 0° a 360° . A formulação da potência é apresentada pelo denominador em (1).

A potência de saída de cada aerogerador i em função da velocidade média calculada (\bar{u}_i) é obtida de acordo com (2) (Pookpant and Ongsakul, 2013).

$$P_i(u_i) = \begin{cases} 0 & \text{para } \bar{u}_i \leq 2,3\text{m/s} \\ 0,3\bar{u}_i^3 & \text{para } 2,3 < \bar{u}_i \leq 12,8\text{m/s} \\ 630 & \text{para } 12,8 \leq \bar{u}_i \leq 18\text{m/s} \\ 0 & \text{para } \bar{u}_i > 18\text{m/s} \end{cases} \quad (2)$$

2.2 Restrições

Na localização dos aerogeradores existem restrições associadas a problemas de otimização de layout de parques eólicos. Uma delas é o efeito esteira cujo modelo é proposto por Jensen et al. (1986). Este efeito ocorre quando a incidência de vento na turbina à frente reduz a velocidade do

vento para a turbina que está atrás e essa velocidade é diferente conforme o distanciamento de uma turbina da outra. A velocidade do vento da unidade geradora à jusante (atrás), com relação à variação causada pela à montante, é formulada por (3). Ainda no efeito esteira, o raio do rotor a jusante (r_i) está diretamente relacionado ao raio do rotor a montante (r_j) através do fator de indução axial (a) conforme (4) (Pookpant and Ongsakul, 2013).

$$u_{ij} = u_0 \left[1 - \left(\frac{2a}{\left[1 + a \left(\frac{x_{ij}}{r_i} \right)^2 \right]} \right) \right] \quad (3)$$

u_{ij} : Velocidade do vento na turbina a jusante i afetada pelo enfraquecimento da energia cinética na turbina a montante j ; u_0 : Velocidade média dos ventos na região; a : Fator de indução axial; x_{ij} : Distância entre os aerogeradores i e j ; r_i : Raio do rotor do aerogerador a jusante; a : Constante de arraste.

$$r_i = r_j \sqrt{\frac{(1-a)}{(1-2a)}} \quad (4)$$

r_j : Raio do rotor do aerogerador a montante.

O coeficiente de empuxo (C_T) consiste no empuxo ou força axial aplicada pelo vento no rotor do aerogerador e a força do vento que atinge diretamente no plano do rotor. Este coeficiente é função do fator de indução axial (a), o que é mostrado em (5) (Pookpant and Ongsakul, 2013).

$$C_T = 4a(1-a) \quad (5)$$

A constante de arraste (α), dada por (6), está relacionada ao efeito de enfraquecimento do vento a jusante, em que z é a altura do centro do rotor e z_0 é a rugosidade da superfície onde se encontra a turbina eólica (Pookpant and Ongsakul, 2013).

$$\alpha = \frac{0,5}{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)} \quad (6)$$

z : Altura do centro do rotor; z_0 : Rugosidade do terreno.

A velocidade resultante do vento na turbina i pode ser calculada conforme (7), em que se considera o somatório dos enfraquecimentos da energia cinética causados pelas turbinas a montante j . Caso não tenha nenhuma turbina a montante, o valor de u_i será a velocidade de incidência sem perdas, operando em vento livre (Pookpant and Ongsakul, 2013).

$$u_i = u_0 \left[1 - \sqrt{\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^N \left(1 - \frac{u_{ij}}{u_0} \right)^2} \right] \quad (7)$$

O número máximo de aerogeradores é definido de acordo com as dimensões do parque eólico conforme (8). O parque eólico é visto como uma matriz, onde cada posição da matriz é um ponto candidato à alocação do aerogerador.

$$N \leq N^{max} \quad (8)$$

N^{max} : Número máximo de aerogeradores.

3. METODOLOGIA PROPOSTA

O algoritmo GWO é baseado em metaheurística. É um algoritmo baseado no comportamento dos lobos para encontrar suas possíveis presas. Como vivem em matilha, eles possuem uma hierarquia social muito restrita. O lobo alfa é o líder e é responsável por tomar decisões sobre a caça, local de dormir, hora de acordar e assim por diante. O segundo nível são os lobos beta. Eles ajudam o alfa a tomar decisões e em outras atividades. Os lobos betas são os melhores candidatos para ser alfa ou também já foram um alfa no passado. Já o terceiro nível são os lobos ômega. Eles são subordinados a todos, são os últimos a comer e não podem procriar. Por outro lado, existem também os lobos delta. Eles obedecem ao alfa e beta, porém não aos ômeegas. Eles são os escoteiros, sentinelas, guardiões, anciões e zeladores. Além dessa hierarquia, os lobos cinzentos caçam em grupos e cada um tem seu papel fundamental durante a caçada. Rastrear, perseguir, cercar e atacar são os passos durante uma caça.

O GWO é utilizado para resolver problemas de busca e otimização. No presente trabalho, o objetivo é encontrar as melhores posições dos aerogeradores em um parque eólico de acordo com a formulação do problema mostrada anteriormente utilizando o algoritmo GWO. A Figura 1 apresenta o fluxograma do algoritmo GWO cujos passos são descritos na sequência.

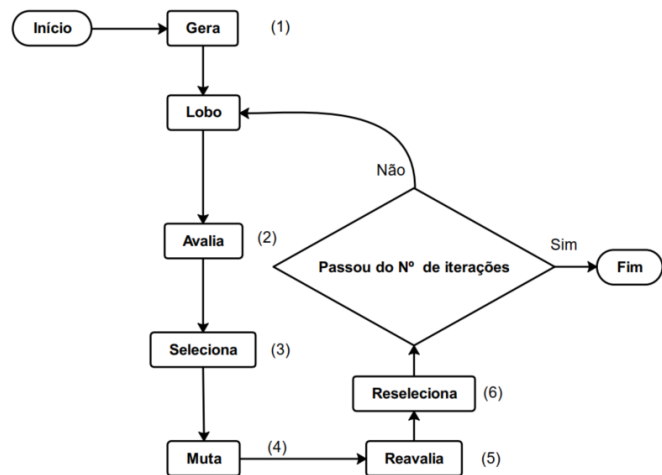


Fig. 1 Fluxograma do algoritmo GWO

1. Geração dos Lobos: É gerada uma população inicial com n indivíduos (lobos), onde cada indivíduo é representado por uma matriz com dimensões de $10 \times 10 m^2$ que corresponde ao número máximo de posições para aerogeradores que configuram o layout do parque eólico. Nesta codificação, cada solução candidata é representada por uma matriz e envolve atributos representativos de cada posição, em que '0' indica ausência e '1' presença de aerogerador na respectiva posição;

2. Análise da função objetivo: Função afinidade ou função objetivo dada em (1) de cada solução candidata (lobo);
3. Seleção dos indivíduos mais aptos: São selecionados os lobos alfa, beta e delta, do total de indivíduos gerados;
4. Mutação dos indivíduos: São calculadas as novas posições dos lobos em relação à presa usando as equações conforme (9) a (12). Como a posição da presa não é conhecida, supõe-se que os lobos alfa, beta e delta possuem melhor conhecimento da possível localização da mesma. Assim, faz-se a atualização da posição dos lobos de acordo com as equações propostas em (13), (14), (15), (16), (17), (18) e (19). Na Equação (19) os valores obtidos são diferentes de 0 e 1. Como o problema tratado neste trabalho é binário, são utilizadas as equações dadas por (21) e (22) conforme proposto em Emary et al. (2016) para que cada posição indicada pela matriz que representa um indivíduo apresente valor 0 ou 1.
5. Reavaliação de afinidade dos indivíduos: Calcula-se a função objetivo do conjunto de lobos conforme (1);
6. Seleção dos lobos: Os três melhores lobos do novo conjunto e com maior afinidade são selecionados, formando a nova solução alfa, beta e delta, cujo objetivo é serem os novos guias para as novas posições dos n lobos.

$$\vec{D} = |\vec{C} \cdot \vec{X}_p(t) - \vec{X}(t)| \quad (9)$$

\vec{D} : Vetor correção dos lobos; \vec{C} e \vec{A} : vetores de coeficientes; \vec{X}_p : Vetor posição da presa; $\vec{X}(t)$: posição do lobo na iteração t .

$$\vec{X}(t+1) = \vec{X}_p(t) - \vec{A} \cdot \vec{D} \quad (10)$$

$$\vec{A} = 2\vec{a} \cdot \vec{r}_1 - \vec{a} \quad (11)$$

$$\vec{C} = 2 \cdot \vec{r}_2 \quad (12)$$

$\vec{X}(t+1)$: posição do lobo na iteração $(t+1)$.

\vec{r}_1 e \vec{r}_2 : Vetores aleatórios entre $[0,1]$.

$$\vec{D}_\alpha = |\vec{C}_1 \cdot \vec{X}_\alpha - \vec{X}| \quad (13)$$

$$\vec{D}_\beta = |\vec{C}_2 \cdot \vec{X}_\beta - \vec{X}| \quad (14)$$

$$\vec{D}_\delta = |\vec{C}_3 \cdot \vec{X}_\delta - \vec{X}| \quad (15)$$

$$\vec{X}_1 = \vec{X}_\alpha - \vec{A}_1 \cdot (\vec{D}_\alpha) \quad (16)$$

$$\vec{X}_2 = \vec{X}_\beta - \vec{A}_2 \cdot (\vec{D}_\beta) \quad (17)$$

$$\vec{X}_3 = \vec{X}_\delta - \vec{A}_3 \cdot (\vec{D}_\delta) \quad (18)$$

$\vec{X}_\alpha, \vec{X}_\beta, \vec{X}_\delta$: Os três melhores lobos com seus vetores de correção $\vec{D}_\alpha, \vec{D}_\beta, \vec{D}_\delta$.

$$\vec{X}(t+1) = \frac{\vec{X}_1 + \vec{X}_2 + \vec{X}_3}{3} \quad (19)$$

$$a = 2 - t \frac{2}{MaxIter} \quad (20)$$

\vec{a} : Decrescimento linear de 2 para 0.

$$\text{sigmoid}(a) = \frac{1}{1 + e^{-10(x-0,5)}} \quad (21)$$

$$X_d^{t+1} = \begin{cases} 1 & \text{if } \text{sigmoid}\left(\frac{\vec{X}_1 + \vec{X}_2 + \vec{X}_3}{3}\right) \geq \text{rand} \\ 0 & \text{otherwise} \end{cases} \quad (22)$$

X_d^{t+1} : Nova localização de cada lobo.

Após a execução do número máximo de iterações definido, é escolhida a matriz do melhor lobo (o alfa). As posições da matriz indicadas por valores 1 serão os locais onde serão posicionadas as turbinas eólicas.

4. RESULTADOS

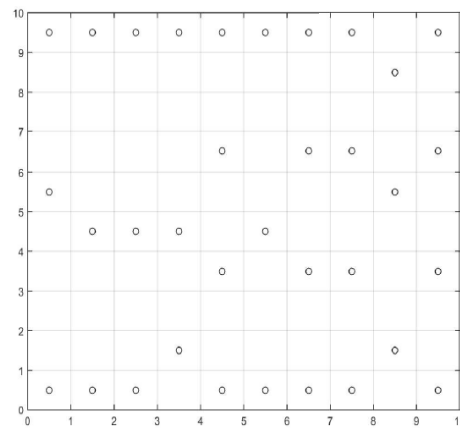
Esta seção apresenta os resultados do estudo proposto para otimização da localização de aerogeradores em um parque eólico utilizando GWO e considerando variabilidade de direção e velocidade dos ventos. Para tanto, utilizam-se os dados de um estudo de caso presente na literatura (Panoeiro et al., 2018), em que o terreno para o empreendimento do parque eólico tem as dimensões de 2000 x 2000 m², em que cada célula quadrada candidata à instalação de um aerogerador tem lado de 200 metros, ou seja, cinco vezes o diâmetro do rotor (5D). Isto corresponde a uma matriz (10 x 10), totalizando 100 células como possíveis candidatas para alocação de aerogeradores em seus pontos centrais. A Tabela 1 apresenta os parâmetros referentes ao parque eólico considerado. Na Tabela 1, o fator de indução axial a é obtido utilizando (5) a partir do coeficiente de empuxo C_T . Além disso, o número máximo de iterações, aerogeradores e indivíduos são apresentados. Seis estudos de casos são realizados considerando-se diferentes direções de vento e velocidades. A metodologia de otimização foi implementada na linguagem Matlab®, em uma máquina com sistema operacional Windows, tendo 8,00GB de RAM, processador Intel Core i5-10300H e uma placa de vídeo NVIDIA GeForce GTX 1650. Além disso, o tempo médio para cada simulação foi de 1,3533 segundos.

Tabela 1: Parâmetros do parque eólico

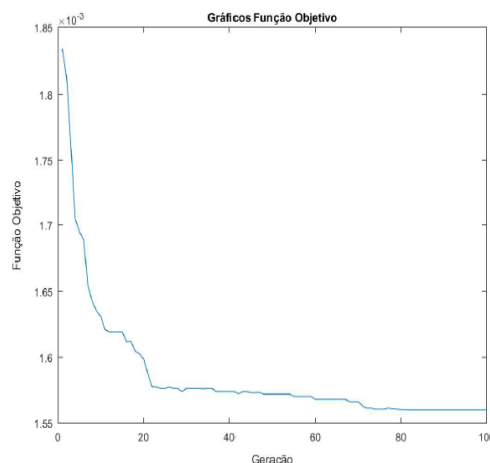
Altura do rotor(z)	60 m
Diâmetro do rotor (D_r)	40 m
Coefficiente de empuxo (C_T)	0,88
Fator de indução axial (a)	0,3268
Rugosidade do solo (z_0)	0,30
Número de indivíduos	40
Número máximo de aerogeradores	40
Número máximo de iterações	100

4.1 Caso (1)

No caso (1), a velocidade média dos ventos considerada no terreno é $u_0 = 12\text{m/s}$ na direção $k = 0^\circ$, que corresponde ao sentido Norte – Sul. A função densidade de probabilidade de velocidade dos ventos é $f_k = 1$, que indica que 100% dos ventos incidem nesta direção. A Figura 2(a) apresenta a melhor configuração determinada pelo algoritmo GWO após 85 iterações.



(a)



(b)

Fig 2. a) Configuração dos aerogeradores, b) Curva do processo de convergência.

Ao examinar a Figura 2(a), percebe-se que a primeira linha está toda ocupada por aerogeradores. Estes aerogeradores operam com vento livre (em uma velocidade de 12 m/s) gerando uma potência total de 5184 W, conforme calculado utilizando (2): $(10 \times 0,3 \times 12^3 = 5184W)$. Já as outras turbinas, a jusante, são prejudicadas pela redução na força dos ventos incidentes das turbinas a montante. A Figura 2(b) apresenta a curva do processo de convergência do algoritmo GWO neste caso.

A Figura 2(b) é uma curva de execução em que cada geração ocorre uma atualização dos lobos e seu ponto de parada é pelo critério de estagnação, em que os lobos obtiveram êxito durante sua caçada, sendo a melhor solução encontrada na

iteração 85. A Tabela 2 apresenta o número de aerogeradores, custos e potência total do parque eólico obtido pelo GWO.

Tabela 2: Resultados obtidos no caso (1).

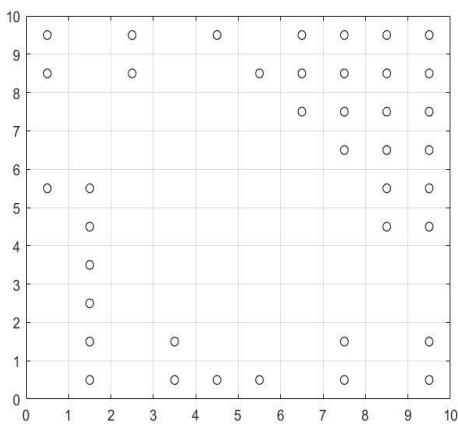
Número de aerogeradores	34
Custo (\$)	24,1830
Potência Total P_f (kW)	15,504
Fob	0,0016

4.2 Caso (2)

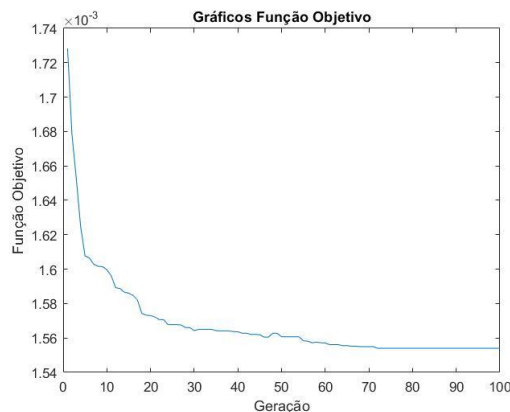
No caso (2), a velocidade média dos ventos considerada é $u_0 = 12m/s$ na direção $k = 45^\circ$, que corresponde ao sentido de Noroeste – Sudeste. A função densidade de probabilidade de velocidade dos ventos é $f_k = 1$. A Figura 3(a) apresenta a melhor configuração determinada pelo algoritmo GWO após 73 iterações. Todos os aerogeradores localizados na linha “1” e todos na coluna “1” operam com vento livre (em uma velocidade de 12 m/s), não sendo impactados pelo *wake effect*.

As unidades aerogeradoras presentes na primeira linha não sofrem o wake effect. Logo, as turbinas que estão à jusante sofrem o efeito esteira e geram uma potência inferior em relação às turbinas a montante.

A Figura 3 (b) e a Tabela 3 apresentam a curva do processo de convergência e os resultados obtidos pelo algoritmo GWO respectivamente.



(a)



(b)

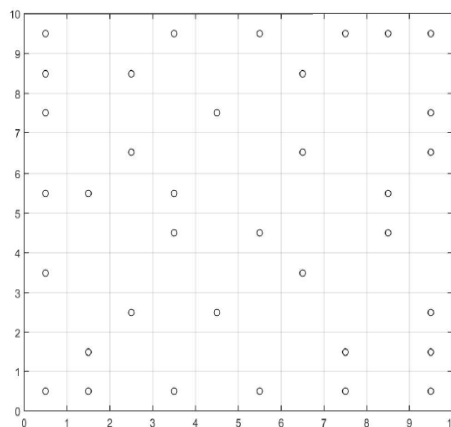
Fig. 3: a) Configuração dos aerogeradores, b) Curva do processo de convergência.

Tabela 3: Resultados obtidos no caso (2).

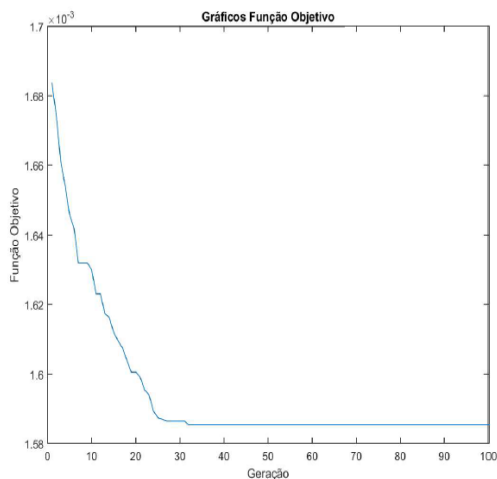
Número de aerogeradores	40
Custo (\$)	27,49
Potência Total P_f (kW)	18,435
Fob	0,0015

4.3 Caso (3)

No caso (3), a velocidade média dos ventos no terreno é $u_0 = 12m/s$ e $f_k = 0,125$. Diferentes direções do vento são consideradas: $0^\circ, 45^\circ, 90^\circ, 135^\circ, 180^\circ, 225^\circ, 270^\circ$ e 315° . A Figura 4(a) apresenta a melhor configuração determinada pelo algoritmo GWO após 34 iterações.



(a)



(b)

Fig. 4 a) Configuração dos aerogeradores, b) Curva do processo de convergência.

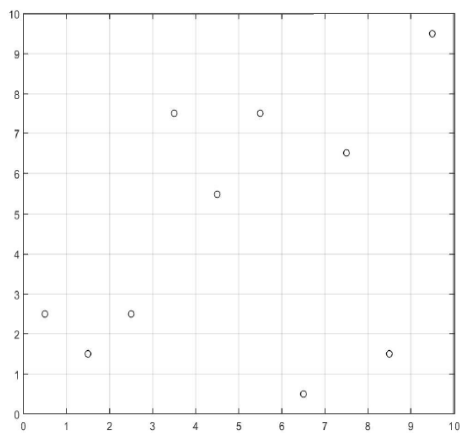
A Figura 4(b) e Tabela 4 apresentam a curva do processo de convergência e os resultados obtidos pelo algoritmo GWO para o caso (3), respectivamente.

Tabela 4: Resultados obtidos no caso (3).

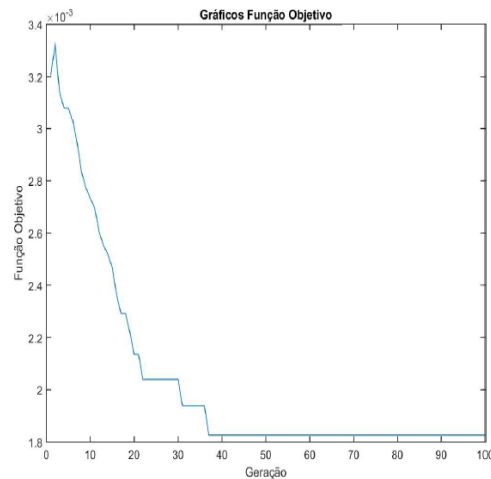
Número de aerogeradores	36
Custo (\$)	25,25
Potência Total P_f (kW)	15,932
Fob	0,0015

4.4 Caso (4)

No caso (4), a velocidade média dos ventos considerada no terreno é $u_0 = 8 \text{ m/s}$ na direção $k = 0^\circ$, que corresponde ao sentido Norte – Sul. A função densidade de probabilidade de velocidade dos ventos é $f_k = 1$. A Figura 5(a) apresenta a melhor configuração determinada pelo algoritmo GWO após 38 iterações.



(a)



(b)

Fig. 5 a) Configuração dos aerogeradores, b) Curva do processo de convergência.

Percebe-se que o número de aerogeradores reduziu drasticamente devido à velocidade inicial ser igual a 8 m/s , totalizando uma potência despachada de $10 \times 0,3 \times 8^3 = 1536 \text{ W}$ obtida utilizando (2). Todos os aerogeradores operam com vento livre. A Figura 5(b) apresenta a curva do processo de convergência do algoritmo GWO neste caso.

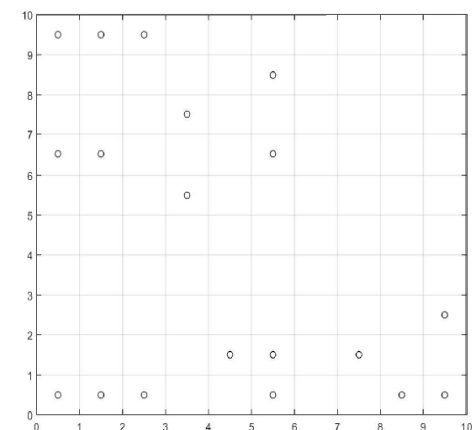
A Tabela 5 apresenta o número de aerogeradores, custos e potência total do parque eólico obtido pelo GWO. Observa-se que a potência gerada para velocidade do vento de 8 m/s na mesma direção dos ventos considerando velocidade de 12 m/s (caso 1) é significativamente menor. No caso (4), como o número de aerogeradores a serem instalados é menor, o custo também é menor.

Tabela 5: Resultados obtidos no caso (4).

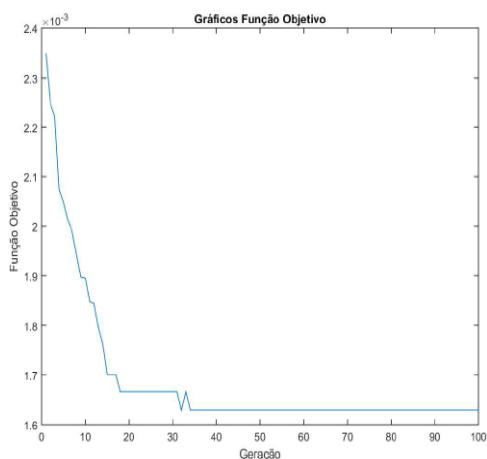
Número de aerogeradores	10
Custo (\$)	9,46
Potência Total P_f (kW)	1,536
Fob	0,0018

4.5 Caso (5)

No caso (5), a velocidade média dos ventos é $u_0 = 8 \text{ m/s}$ na direção $k = 45^\circ$, que corresponde ao sentido Noroeste – Sudeste. A função densidade de probabilidade de velocidade dos ventos é $f_k = 1$. A Figura 6(a) apresenta a melhor configuração determinada pelo algoritmo GWO após 35 iterações. Percebe-se que só foram utilizados 19 aerogeradores, sendo que todos estão operando com vento livre. A Tabela 6 apresenta o número de aerogeradores, custos e potência total do parque eólico obtidos pelo GWO.



(a)



(b)

Fig. 6: a) Configuração dos aerogeradores, b) Curva do processo de convergência.

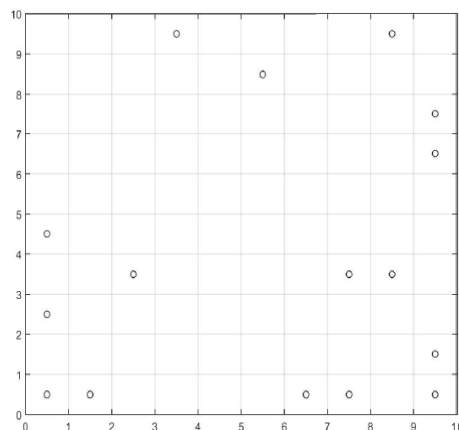
No caso (5), ocorreu um aumento do número de turbinas em relação ao caso (4). Entretanto, a potência gerada permanece menor que a potência gerada para os casos em que a velocidade do vento é 12m/s.

Tabela 6: Resultados obtidos no caso (5).

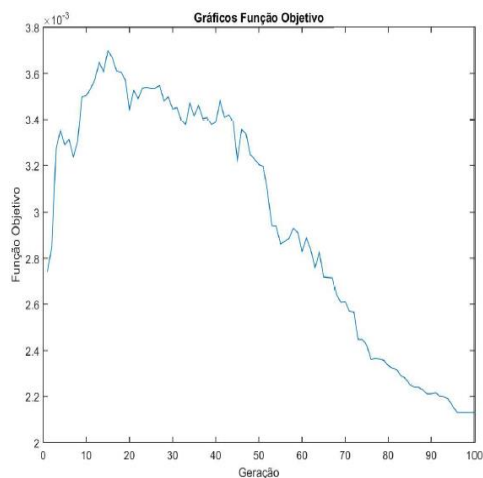
Número de aerogeradores	19
Custo (\$)	16,04
Potência Total P_f (kW)	9,849
F_{ob}	0,0016

4.6 Caso (6)

No caso (6), a velocidade média dos ventos no terreno é $u_0 = 8 \text{ m/s}$ e $f_k = 0,125$. Diferentes direções do vento são consideradas: 0° , 45° , 90° , 135° , 180° , 225° , 270° e 315° . A Figura 7(a) apresenta a melhor configuração determinada pelo algoritmo GWO.



(a)



(b)

Fig. 7: a) Configuração dos aerogeradores, b) Curva do processo de convergência.

A Figura 7(b) e a Tabela 7 apresentam a curva do processo de convergência do algoritmo GWO e os resultados obtidos pelo algoritmo no caso (6), respectivamente. Nota-se que o caso (6) possui 20 geradores a menos em comparação com o caso (3) onde as mesmas direções dos ventos são consideradas com $u_0 = 12 \text{ m/s}$. A potência total obtida para o caso (6) é menor se comparada com o caso (3) que apresentou mais que o dobro, correspondendo a 15,932kW.

Tabela 7: Resultados obtidos no Caso (6).

Número de aerogeradores	16
Custo (\$)	14,08
Potência Total P_f (kW)	6,607
F_{ob}	0,0021

5. CONCLUSÕES

Nesse artigo foi proposta uma metodologia aplicada à otimização da localização de aerogeradores em parques

eólicos utilizando o algoritmo GWO baseado no comportamento dos lobos cinzentos.

Foram consideradas diferentes direções e velocidade dos ventos com o objetivo de analisar o impacto na quantidade e localização dos aerogeradores em um parque eólico, com a visão de maximizar a potência gerada com um custo mínimo de investimento. Além disso, é considerado o efeito esteira (*wake effect*) simulando um caso mais real do dia a dia.

Os resultados obtidos pelo algoritmo GWO se mostraram satisfatórios.

6. AGRADECIMENTOS

À Universidade Federal de São João del-Rei (UFSJ) pelo apoio financeiro.

7. REFERÊNCIAS

- ABEEólica (2022). Disponível em: <https://abeolica.org.br/>. Acesso em 19 de abril de 2022.
- Changshui, Z. Guangdong, H and Jun, W. (2011). A fast algorithm based on the submodular property for optimization of wind turbine positioning. *Renewable Energy*, 36(11): 2951-2958.
- Emary, E., Zawbaa, H. M., and Hassanien, A. E. (2016). Binary Grey Wolf Optimization Approaches for Feature Selection. *Neurocomputing*, 172 (C): 371-381.
- Gao, X., Yang, H., Lin, L., and Koo, P. (2015). Wind turbine layout optimization using multi-population genetic algorithm and a case study in Hong Kong offshore. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, vol. 139, pp. 89-99.
- Gomes, L. L., Oliveira, L. W., Silva Jr, I. C. and Passos Filho, J. A. (2017). Optimization of Wind farms layout through artificial immune system. *Latin American Congress on Electricity Generation and Transmission, CLAGTEE*, vol. 12.
- González, J. S., Rodriguez, A. G. G., Mora, J. C., Santos, J. R., and Payan, M. B. (2010). Optimization of wind farm turbines layout using an evolutive algorithm. *Renewable Energy*, 35 (8): 1671-1681.
- Hagggar, M. F. A., Beshr, E., and Eteiba, M. B. (2018). Minimizing power loss in distribution system by optimal sizing and sitting of distributed generators with reconfiguration using Grey Wolf and Particle Swarm Optimizers. *IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC/I&CPS Europe)*, Palermo, Italy.
- Jensen, N. O., Katic, I. and Hojstrup, C. (1986). A simple model for cluster efficiency. *European Wind Energy Association Conference and Exhibition*, pp.407-410.
- Kusiak, A., and Song, Z. (2010). Design of wind farm layout for maximum wind energy capture. *Renewable Energy*, 35(3), 685-694.
- Mirjalili, S., Mirjalili, S. M., and Lewis, A. (2014). Grey Wolf Optimizer. *Advances in Engineering Software*, vol. 69, pp. 46-61.
- Mosetti, G., Poloni, C., and Diviacco B. (1994). Optimization of wind turbine positioning in large windfarms by means of a genetic algorithm. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 51(1): 105-116.
- Panoeiro, F. F., Cabral, V. A., Junior, I. C. S., and Oliveira, L. W. (2018). Otimização de layout de parques eólicos com representação das direções de ventos. *XXII Congresso Brasileiro de Automática*, João Pessoa-Paraíba, Brasil, 2018.
- Pérez, B., Mínguez, R., and Guanche, R. (2013). Offshore wind farm layout optimization using mathematical programming techniques. *Renewable Energy*, vol. 53, pp.389-399.
- Pookpant, S. and Ongsakul, W. (2013). Optimal placement of wind turbines within wind farm using binary particle swarm optimization with time-varying acceleration coefficients. *Renewable Energy*, vol. 55, pp. 266-276.
- Siavash, M., Pfeifer, C., Rahiminejad, A., and Vahidi, B. (2017). An application of Grey Wolf Optimizer for optimal power flow of wind integrated power systems. *18th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE)*. KoutynadDesnou, Czech Republic.