Impacto de diferentes modelagens de *wake effect* em parques eólicos *offshore* em licenciamento no Brasil

Adriana Oliveira de Mendonça * **Tiago Leite da Cruz** ** **Maria Eduarda Maciel Brito** *** **Thaís Cruz de Oliveira** **** **Laura Grossi de Oliveira Souza** † **Vinícius Alburquerque Cabral** ‡ **Ivo Chaves da Silva Junior** §

* *e-mail: adriana.mendonca@engenharia.ufjf.br*
** *e-mail: tiago.cruz@engenharia.ufjf.br*
*** *e-mail: maria.maciel@engenharia.ufjf.br*
**** *e-mail: thais.cruz@engenharia.ufjf.br*
† *e-mail: grossi.laura@estudante.ufjf.br*
‡ *e-mail: albuquerque.vinicius@engenharia.ufjf.br*
§ *e-mail: ivo.junior@ufjf.br*
| *Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, Juiz de Fora, MG*

Abstract: Annually, the production of electrical energy undergoes transformations due to concerns about climate change and the need to diversify the energy matrix. The participation of wind energy has grown both *onshore* and *offshore*, and in Brazil are 96 projects offshore in the environmental licensing phase by IBAMA (2024). This study analyzes the optimization of the layout of two offshore wind farms in northeastern Brazil, the Pedra Grande and Camocim Wind Farms, using the Bat Algorithm. The arrangement of wind turbines is crucial to maximizing energy generation, requiring a detailed analysis of aerodynamic effects. The study compares three wake effect modeling approaches, revealing significant differences in results. The importance of exploring different modeling approaches to improve predictions and proposals in the planning of offshore wind farms is highlighted.

Resumo: Anualmente, a produção de energia elétrica passa por transformações devido às preocupações com as mudanças climáticas e à necessidade de diversificar a matriz energética. A participação da energia eólica tem crescido tanto *onshore* quanto *offshore*, e no Brasil existem 96 projetos *offshore* em fase de licenciamento ambiental pelo IBAMA (2024). Este estudo analisa a otimização do *layout* de dois parques eólicos *offshore* no nordeste do Brasil: Pedra Grande e Camocim, por meio do *Bat Algorithm*. A disposição dos aerogeradores é crucial para maximizar a geração de energia, exigindo uma análise detalhada dos efeitos aerodinâmicos. O estudo compara três abordagens de modelagem de *wake effect*, revelando diferenças significativas nos resultados. Destaca-se a importância de explorar diversas abordagens de modelagem para melhorar as previsões e propostas no planejamento de empreendimentos eólicos *offshore*.

Keywords: Bat Algorithm; Wake Effect; Offshore; Optmization; Metaheuristic.
Palavras-chaves: Bat Algorithm; *Wake Effect*; *Offshore*; Otimização; Meta-heurística.

1. INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, o cenário global da produção de energia passou por uma transformação significativa, impulsionada pela crescente preocupação com as mudanças climáticas, a necessidade de diversificação da matriz energética e os avanços tecnológicos. Observando a matriz elétrica mundial, historicamente dominada por fontes não renováveis, notamos uma mudança substancial. O aumento expressivo de 8,6% na participação de fontes renováveis entre 2012 e 2022 REN21 (2023) aponta para uma transição progressiva para fontes mais limpas. Este contexto é fundamentado em esforços globais para reduzir a dependência de combustíveis fósseis, responsáveis por altos índices de poluição atmosférica.

Dentre as fontes renováveis em ascensão, a energia eólica desponta como uma alternativa promissora. Segundo os últimos relatórios globais de vento (GWEC), os últimos anos foram destacados como os melhores em termos de capacidade adicional em nível mundial GWEC (2022)/(2023) (2024). Além disso, é projetado um incremento adicional de 1221 GW em nova capacidade instalada entre 2023 e 2030.

Quanto à configuração de um parque eólico, este pode se apresentar como um empreendimento *onshore*, situado em terra, ou *offshore*, localizado no mar. Embora ambos os

tipos tenham suas vantagens e desvantagens, as instalações *offshore* enfrentam desafios únicos devido à necessidade de adaptação ao ambiente aquático e à distância até os pontos de conexão, o que resulta em uma complexidade maior e custos elevados. No entanto, essa escolha pode oferecer benefícios significativos, como a redução da poluição sonora e visual para as comunidades próximas às usinas eólicas em terra. Além disso, apesar do investimento inicial mais alto, as estruturas *offshore* têm atraído interesse devido à sua capacidade de aproveitar os ventos oceânicos sem obstruções, o que leva a uma maior extração de energia.

De 2022 para 2023, foram adicionados 10,852 GW de energia eólica *offshore* à rede global, elevando a instalação total dessa fonte para 75,162 GW até o final do ano, conforme o relatório GWEC (2024). A China se destacou, como nos anos anteriores, liderando em novas instalações e sendo responsável por 6,333 GW desse crescimento. Na Europa, os destaques em instalações eólicas *offshore* incluem o Reino Unido, com cerca de 14,751 GW, a Holanda com 4,759 GW, a Dinamarca com 2,652 GW, a Bélgica com 2,262 GW e a Alemanha com 8,311 GW. Esses países são os principais protagonistas na indústria eólica *offshore* mundial. Esse aumento global no número de parques eólicos *offshore* sinaliza ótimas previsões para projetos similares no Brasil.

O Brasil é um país altamente atrativo no mercado de energia eólica *offshore* e pode se tornar um dos líderes mundiais, dada a sua capacidade de aproveitamento energético dessa fonte e sua experiência já bem estabelecida em engenharia *offshore*. Segundo um estudo da EPE (2024), o potencial brasileiro de geração eólica *offshore* é estimado em cerca de 700 GW, considerando condições específicas. Embora ainda não hajam usinas eólicas *offshore* no país, 96 projetos estão em fase de licenciamento ambiental pelo IBAMA, totalizando aproximadamente 234,2 GW de potência, apesar de algumas sobreposições de áreas IBAMA (2024).

Neste contexto, o objetivo deste trabalho é realizar uma análise da otimização do projeto de dois parques eólicos *offshore* localizados no nordeste do Brasil: o projeto do parque eólico Pedra Grande e Camocim. Para tanto, será utilizado o *Bat Algorithm* (BA) Yang (2010) para realizar um estudo comparativo de três modelos distintos de *wake effect*, visando avaliar o impacto desses modelos em termos de potência gerada, tempo computacional e *layout* resultante. Por meio dessa análise, busca-se identificar a melhor abordagem para maximizar a eficiência e a produção de energia desses parques eólicos, contribuindo assim para o avanço e aprimoramento da energia eólica no Brasil.

O presente estudo está estruturado em seis seções distintas. Na Seção 1, é realizada uma contextualização dos cenários mundial e nacional relacionados ao tema em estudo. A Seção 2 apresenta uma breve revisão bibliográfica, trazendo os principais artigos que contribuíram para o desenvolvimento do presente trabalho. Em seguida, na Seção 3 são apresentadas as modelagems do *Wake Effect* investigadas, sendo estas: Jensen, Larsen e Jensen 2D. A Seção 4 descreve o modelo de otimização implementado, o *Bat Algorithm* e suas modificações. Na Seção 5, são apresentados os dois estudos de caso realizados, o parque Pedra Grande e o parque Camocim, com 52 e 100 aerogeradores, respectivamente. Por fim, na Seção 6, são apresentadas as conclusões obtidas a partir deste estudo.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

O estudo apresentado por Yeghikian (2021) utilizou o método de Jensen para modelar o efeito wake effect e o algoritmo de otimização por enxame de partículas (PSO) para encontrar a melhor configuração das turbinas e suas alturas. O estudo conseguiu aumentar a capacidade de geração de energia em 10,75% e reduzir os custos em 9,42%. A abordagem tridimensional, que considera a posição das turbinas, a configuração do parque e as alturas, mostrou-se eficaz na minimização do efeito de esteira, resultando em uma disposição mais eficiente das turbinas.

O estudo de Cabral (2020) abordou a otimização da localização de aerogeradores em parques eólicos, considerando o efeito esteira e a redução de perdas elétricas. O autor comparou as técnicas: *Bat Algorithm*, *Grey Wolf Optimizer*, *Particle Swarm Optimization*, e do *Bat Algorithm* com modificações em seu processo de busca. O resultado da pesquisa mostrou que o *Bat Algorithm* com modificações foi mais eficaz que as demais técnicas pelo autor. Para modelar o problema, a área do parque foi discretizada em *bits* retangulares, onde cada *bit* representou a possibilidade de alocação de um aerogerador. Após determinar a localização das turbinas, a configuração do sistema coletor do parque é otimizada, considerando a conexão entre as turbinas e as subestações elétricas.

Seim (2015) conduziu a validação de três modelos de esteira utilizando dados da fazenda eólica de Nygardsfjellet, na Noruega, ao longo de um ano. O *software WindSim*, baseado em CFD, foi empregado para avaliar a precisão dos modelos em oito casos, que incluíram os modelos Jensen, Larsen e Ishihara. Os resultados destacaram diferenças significativas na eficácia dos modelos, com o modelo Larsen demonstrando um melhor desempenho, embora apresentasse superestimação da largura da esteira e subestimação da perda de energia. A complexidade do terreno e a incerteza nas medições dificultaram a determinação do modelo mais precisos, sugerindo a necessidade de múltiplos pontos de medição, malhas computacionais refinadas e o uso de dispositivos para medições mais precisas.

Nos estudos desenvolvidos em Gao et al. (2020) foram investigados e comparados quatro modelos de esteira para otimização do *layout* de parques eólicos. Esses modelos incluem o modelo de Jensen, Frandsen e dois modelos 2D mais avançados: modelo 2D Jensen e 2D Jensen Gaussiano. O objetivo foi determinar qual modelo de esteira proporciona a maior geração de energia eólica com o menor custo de energia e maior eficiência do parque eólico. Utilizando um algoritmo genético multipopulacional, os pesquisadores otimizaram o *layout* dos parques eólicos para diferentes cenários de vento. Os resultados mostraram que o modelo de esteira 2D Jensen Gaussiano superou os outros modelos, proporcionando maior eficiência e geração de energia.

Sun et al. (2018) comparou três modelos do *wake effect* para estimar a produção de energia eólica em um parque eólico localizado em Hong Kong. Os resultados indicaram pequenas diferenças nas estimativas totais de energia entre os modelos, com erros de 1,55% e 0,38% para os modelos

2D Jensen e Jensen-Gaussian, respectivamente, em comparação com o modelo Jensen. No entanto, o efeito esteira na estimativa de potência das turbinas eólicas é relevante para estudos estruturais. O estudo sugere uma investigação futura do modelo Jensen-Gaussiano 3D. Essas pesquisas enfatizam a importância da análise cuidadosa dos efeitos da esteira e da otimização do *layout* para maximizar a eficiência dos parques eólicos.

3. MODELAGEM DO *WAKE EFFECT*

No presente trabalho são empregados os modelos de esteira de Jensen (1983), Larsen (1988) e de Tian (2015) conhecido como Jensen 2D, este último sendo uma derivação do modelo original de Jensen.

Segundo o modelo de Jensen, a esteira produzida por uma turbina eólica expande-se de forma linear, enquanto o déficit de velocidade é determinado exclusivamente pela distância a jusante da turbina. Define-se o raio da esteira pela Equação 1.

$$r_w = r_r + K_w X \tag{1}$$

O termo r_r é definido como o raio da esteira após a turbina, K_w é a constante de decaimento da esteira e X é a distância a jusante da turbina. Jensen criou um modelo de esteira que conserva a massa para estimar a velocidade do vento na altura do cubo, montante de uma turbina, a uma distância X, denominada u_2, quando sujeita a uma velocidade do vento de entrada, na altura do cubo, chamada u_1, formulação essa definida pela Equação 2.

$$1 - \frac{u_2}{u_1} = \frac{1 - \sqrt{1 - C_t}}{(1 + \frac{K_w X}{r_r})^2} \tag{2}$$

Nessa formulação, C_t representa o coeficiente de confiância, r_r é o raio do rotor e K_w é o coeficiente de decaimento da esteira. A velocidade radial é constante dentro da esteira, que se expande radialmente à taxa K_w. O termo V_{def} é denominado déficit de velocidade local e o raio da esteira após a turbina r_d pode ser determinado pela Equação 3, na qual D_0 representa o diâmetro da turbina e a_{ind} o fator de indução axial do rotor.

$$r_d = \frac{D_0}{2}\sqrt{\frac{1 - a_{ind}}{1 - 2a_{ind}}} \qquad a_{ind} = \frac{1 - \sqrt{1 - C_t}}{2} \tag{3}$$

Esta abordagem não é ideal para esteiras distantes, mas é uma aproximação válida em esteiras próximas, como por exemplo, a duas distâncias do rotor a montante. Embora limitado na representação física, a simplicidade e a precisão do modelo Jansen podem ser razões para sua popularidade na indústria eólica Pyakurel et al. (2017).

O moodelo de Larsen teve sua primeira versão publicada em 1988 e uma versão aprimorada apresentada em 1996, sendo sua versão atual a de 2009. O perfil de velocidade descrito pelo método de Larsen varia ao longo da direção a jusante e do raio da esteira. Larsen derivou as soluções de primeira e segunda ordem para a equação diferencial ordinária. O autor considerou o modelo de primeira ordem de grande relevância prática para estimar as características do déficit estacionário de velocidade na esteira. O raio da esteira é definido pela Equação 4.

$$r_w(x) = \left(\frac{105c_1^2}{2\pi}\right)^{1/5} \cdot (C_T \cdot A(x + x_0))^{1/3} \tag{4}$$

Diferentemente do modelo de Jensen, o modelo de Larsen é uma função tanto da distância axial x quanto da distância radial r, como representado na Equação 5.

$$V_{def}(x,r) = -\frac{V_0}{9}\left[C_t A(x + x_0)^{-2}\right]^{1/3} \times \left\{ r^{3/2}\left[3c_1^2 C_t A(x + x_0)\right]^{-1/2} - \left(\frac{35}{2\pi}\right)^{3/10}\left(3c_1^2\right)^{-1/5}\right\}^2 \tag{5}$$

O modelo de esteira Jensen 2D é uma extensão do modelo de esteira Jensen original, visando capturar uma distribuição mais realista da esteira eólica. A motivação principal para essa extensão é a observação de que, após uma certa distância a jusante, a distribuição de velocidade na esteira de uma turbina eólica assume uma forma aproximadamente gaussiana. Portanto, o modelo original de Jensen, que descreve apenas o déficit de velocidade ao longo da linha central da esteira, é considerado demasiadamente simplificado. O modelo proposto baseia-se na suposição de uma distribuição de velocidade de esteira em formato cosseno, em vez da distribuição gaussiana tradicional. A equação fundamental do modelo é definida pelo déficit de velocidade V_{def}, formulaçao essa definida pela Equação 6.

$$V_{def} = A\cos(K \times r + \pi) + B \tag{6}$$

Onde A, K e B são constantes determinadas, e r é a distância radial do centro da esteira. Essas contantes são obtidas resolvendo-se um sistema de equações que consideram as seguintes suposições. Primeiramente, o modelo Jensen 2D assume que o novo modelo possui o mesmo raio de esteira que o modelo original. Além disso, quando a variável r tende ao limite externo da região da esteira rx, a velocidade média do vento atinge a velocidade do vento de corrente livre. Por fim, a integração da velocidade de déficit ao longo da direção transversal do vento, definida pela Equação 7, fornece o fluxo de massa. Onde u^* representa a velocidade prevista pelo modelo original de esteira de Jensen.

$$\int \left[A\cos(K \times r + \pi) + B\right] dr = u^* \times 2r_x \tag{7}$$

4. OTIMIZAÇÃO

A otimização é fundamental tanto na ciência da computação quanto na engenharia, visando atingir a solução ideal em um conjunto de alternativas possíveis. Muitas vezes, os desafios de otimização são complexos e requerem soluções eficazes e escaláveis. Nesse contexto, as metaheurísticas desempenham um papel crucial. As metaheurísticas são técnicas de busca que oferecem abordagens flexíveis e poderosas para resolver problemas de otimização, especialmente em casos onde métodos exatos podem ser compu-

tacionalmente proibitivos. Essas abordagens buscam explorar o espaço de busca de soluções de forma inteligente, muitas vezes inspiradas em processos e comportamentos observados na natureza.

4.1 Bat Algorithm (BA)

A meta-heurística escolhida nesse trabalho para determinar, de maneira ótima, os *layouts* de empreendimentos eólicos é uma modificação do algoritimo proposto por Yang (2010), denominada *Bat Algorithm* (BA). Trata-se de uma técnica de otimização bio-inspirada no comportamento de morcegos e em sua capacidade de ecolocalização.

Nesse algoritmo de otimização, cada morcego i representa um possível layout para o problema, sendo a frêquencia (f_i), a amplitude (λ_i), do pulso emitido, além da velocidade (V_i) e posição (X_i) do morcego parâmetros inerentes ao algoritmo. A inicialização desses parâmetros é feita de forma randômica, e para cada iteração t subsequente são definidos novos valores para frequência (f_i) ,amplitude (λ_i), velocidade (V_i) e posição (X_i), com base na Equação 8, Equação 9 e Equação 10, onde β é um número randomico entre [0, 1] e X_* representa o melhor morcego (layout) da iteração.

$$fr_i = f_{min} + (f_{max} - f_{min}) \cdot \beta \tag{8}$$

$$V_i^{t+1} = V_i^t + (X_i^t - X_*^t) \cdot fr_i \tag{9}$$

$$X_i^{t+1} = X_i^t + V_i^{t+1} \tag{10}$$

Após a atualização da posição, o algoritmo realiza uma verificação em sua taxa de emissão de pulso (r_i). Se taxa de emissão de pulso for menor do que um número randômico ξ_1 no intervalo de [0,1], a busca local é iniciada. Nessa fase, um layout temporário é criado em torno do melhor layout do grupo, com base na amplitude média e um vetor de números randômicos ϵ no intervalo de [-1,1], com dimensão igual à do problema, equacionado na Equação 11.

$$X_{i-temp}^{t+1} = X_*^t + \epsilon \cdot \text{média}(\lambda) \tag{11}$$

No algoritmo, originalmente, proposto por Yang, a solução temporária é aceita somente se duas condições forem atendidas: a solução temporária deve ser melhor que a solução da iteração atual e a amplitude (λ_i) deve ser maior que um número aleatório ξ_2 no intervalo de [0,1]. Se essas condições forem satisfeitas, a taxa de emissão de pulso (r_i) e a amplitude (λ_i) - Equação 12 e Equação 13 - são ajustadas, e a solução temporária se torna a solução do morcego correspondente. Aqui, A e α são parâmetros definidos no intervalo de [0,1].

$$r_i^{t+1} = r_i^0 \cdot [1 - e^{-A \cdot t}] \tag{12}$$

$$\lambda_i^{t+1} = \alpha \cdot \lambda_i^t \tag{13}$$

No presente trabalho foram realizadas três modificações seguindo a conclusão obtida em Cabral (2020) . A primeira modificação consiste em aceitar a solução temporária se o número aleatório ξ_2 for maior que a amplitude do pulso λ_i, ou se o layout temporário obtiver uma avaliação superior à do melhor layout até a iteração atual. Essa abordagem permite que soluções melhores tenham maiores chances de serem encontradas, mesmo que as amplitudes ainda estejam altas.

A segunda modificação concentra-se na taxa de emissão de pulso (r_i) e na redução da amplitude (λ_i). Enquanto no algoritmo original ambos são afetados pelo número de iterações, essa modificação faz com que esses parâmetros sejam influenciados pelo número de estagnações da respectiva solução, em vez da evolução das iterações, como no algoritmo original.

As modificações acima, introduzem etapas de busca local e global ao longo de todo o processo iterativo. À medida que a melhor solução começa a estagnar, a mesma fica sujeita a refinamentos adicionais até que o critério de parada seja alcançado. Se o refinamento gerar uma solução superior, a taxa de emissão de pulso (r_i) e a amplitude (λ_i) retornam aos seus valores originais, e a busca global é reiniciada.

Por fim, a terceira modificação está relacionada à natureza binária das variáveis do problema, exigindo o arredondamento da variáveis V_i^{t+1}. Um fluxograma que descreve o funcionamento do algoritmo está apresentado no repositório CBA_2024, no GitHub [GitHub (2024)].

4.2 Função Objetivo

O objetivo é a maximização da potência média extraída do parque eólico, considerando seus diferentes ângulos de incidência e probabilidade de ocorrência. A Equação 14 apresenta a formulação matemática do problema, onde, N_{dir} é o número de direções analisadas, ρ_{dir}^d e θ^d são a probabilidade e o ângulo de incidência, respectivamente, da d-ésima direção. A Equação 15 calcula a velocidade resultante na turbina de índice n na direção d, sendo u_0 a velocidade incidente no parque. Por fim, a Equação 16 determina a redução da velocidade sofrida de cada aerogerador, podendo ser uma redução parcial - quando a esteira de outro aerogerador cobre todo o aerogerador analisado - ou parcial, quando isso não ocorre completamente. Essa sobreposição da área de incidência pela área total é calculada pelo fator (A_{in}/A_T).

$$FOB = \frac{Pen_L}{\sum_{d=1}^{N_{dir}} \rho_{dir}^d \cdot \sum_{n=1}^{N_T} P(v_n^d)} \tag{14}$$

$$v_n^d = u_0^d \cdot (1 - \delta_n^d) \qquad \forall \quad n, d \tag{15}$$

$$\delta_n^d = \sum_{i=1}^{N_T} \frac{A_{in}(\theta^d)}{A_T} \cdot (1 - \frac{u_{in}(\theta^d)}{u_0^d})^2 \qquad \forall \quad i, d \tag{16}$$

Da forma como o problema foi concebido, uma restrição importante é que dois ou mais aerogeradores não podem ocupar o mesmo *bit*, mesma posição. Sendo assim, no início da avaliação da solução corrente, caso a restrição seja verdadeira, os aerogeradores são reposicionados de forma randômica e a solução é reavaliada, tendo em vista as modificações.

Se a estratégia anterior ainda estiver em desacordo com as restrição de posição, será aplicada uma penalidade (Pen_L), onde n_{repete} denota o número de turbinas ocupando os mesmos *bits*. Além disso, n_{repete} indica o número de aerogeradores posicionados nos *bits* restritos da malha retangular inicial, permitindo, portanto, essa malha para diferentes formatos. Caso a restrição não seja violada, a penalidade Pen_L terá valor unitário, como apresentado na Equação 17.

$$Pen_L = 100.000 \cdot n_{repete} + 1 \tag{17}$$

5. ESTUDO DE CASOS

Através dos projetos *offshore* em licenciamento pelo IBAMA (2024), o estudo de casos propõe uma comparação da energia obtida pelo *layout* licenciado e através do *layout* otimizado para a mesma região, sendo considerados três diferentes modelos de *wake effect*.

Os dados de vento das região de Rio Grande do Norte e do Ceará foram obtidos pelo Global Wind (2024) e estão exibidos na Figura 1, respectivamente. A velocidade incidente no Parque Pedra Grande é de 10,15 m/s e no Parque Camocim é 8,95 m/s.

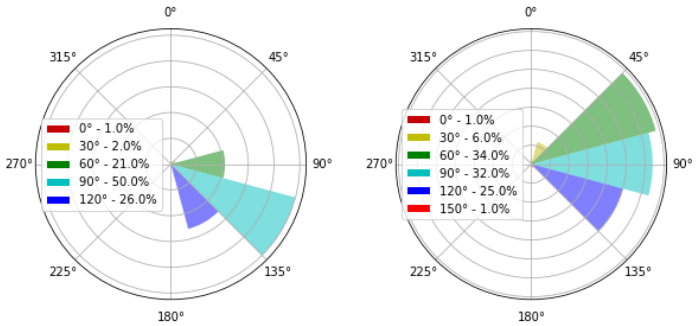

Figura 1. Rosa dos ventos do Parque Pedra Grande e do Parque Camocim. Fonte: Própria segundo Global Wind (2024).

Nestes estudos, a turbina considerada é a turbina Haliade-X da GE, que possui uma potência nominal de 12 MW, um raio de hélice de 107 metros e um diâmetro de rotor de 220 metros. Nos estudos foi considerado o coeficiente de confiança de 0,80 e batimetria constante de 100. Ainda sendo capaz de girar 360° e captar vento de todas as direções. Para a otimização, foram considerados os mesmos parâmetros nos dois estudos, sendo estes: 100 execuções com 100 morcegos, 150 iterações máximas e um limite de estagnação de 50 iterações.

Os estudos de caso foram realizados pelo programa desenvolvido pelos autores através da linguaguem Python, no qual considera o espaço disponível para a alocação dos aerogeradores como uma malha em bits (de quantidade e dimensão como parâmetros de entrada) e os aerogeradores existentes se localizam no centro dos bits. Para o presente trabalho, a modelagem adotada considera que cada bit representa uma área quadrada de 900m de lado. Sendo assim, há uma limitação quanto a reprodução fiel do *layout* (posição dos aerogeradores) dos parques em licenciamento, como será visto nos estudos de caso.

5.1 Parque Eólico Offshore Pedra Grande

A primeira análise é feita com base no projeto do parque eólico *offshore* Pedra Grande, localizado aproximadamente 8 km ao largo da costa de Pedra Grande (RN). Este projeto propõe a instalação de 52 aerogeradores distribuídos igualmente em 4 fileiras, ocupando uma área total de cerca de 260 km^2. O *layout* deste projeto está representado na Figura 2.

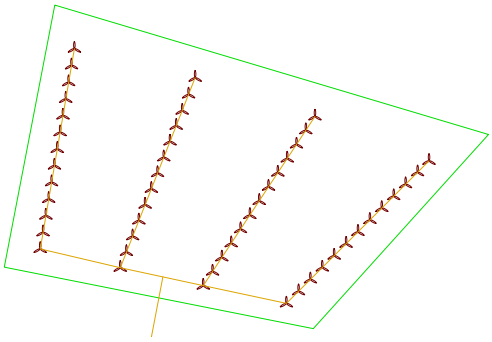

Figura 2. *Layout* projetado do parque Pedra Grande. Fonte: Própria segundo IBAMA (2024).

Para a determinação da energia extraída nesse parque através do programa, este foi incluído da forma que pode ser observado na Figura 3, na qual é possível observar a limitação na reprodução idêntica do *layout* no programa desenvolvido, conforme mencionado anteriormente. A potência média desse parque para os três modelos de efeito esteira estão na Tabela 1.

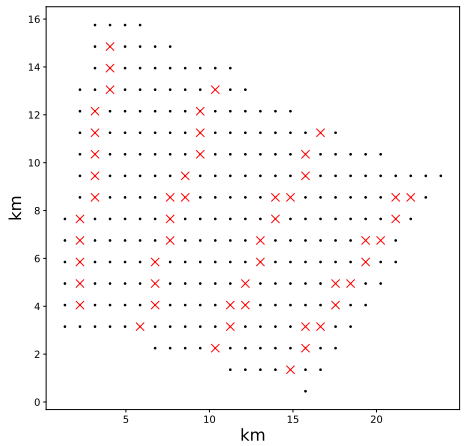

Figura 3. Parque Pedra Grande no programa desenvolvido.

Ao realizar a otimização do *layout* desse parque eólico para os modelos de *wake effect* Jensen, Larsen e Jensen 2D, obtem-se a Figura 4, Figura 5 e Figura 6 respectivamente. As potências médias desses *layouts* e o tempo de simulação estão apresentados na Tabela 1.

Na Tabela 2, é possível comparar a geração média de potência para os três *layouts* produzidos nos três modelos analisados. Observa-se que, para a configuração ótima encontrada na simulação com o modelo de Larsen, esse modelo considera uma maior geração com essa disposição específica. Entretanto, para a configuração obtida nas simulações de Jensen e Jensen 2D, o modelo de Jensen demonstra uma maior geração de potência.

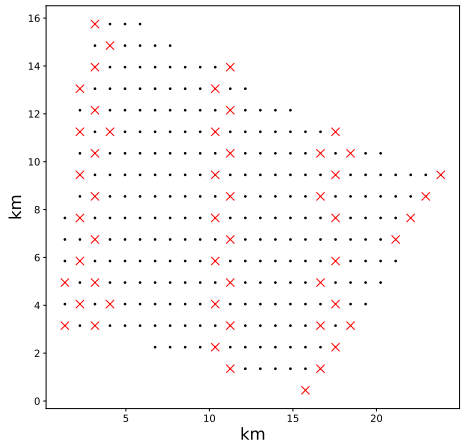

Figura 4. Otimização do parque Pedra Grande - Modelo Jensen.

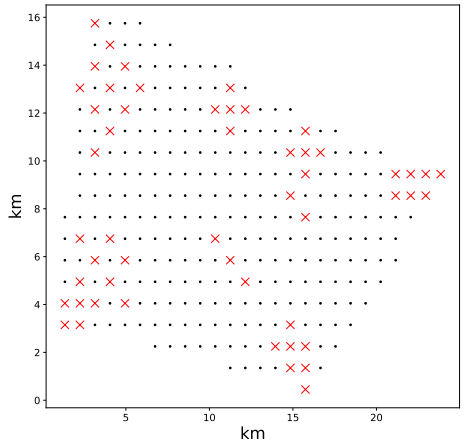

Figura 5. Otimização do parque Pedra Grande - Modelo Larsen.

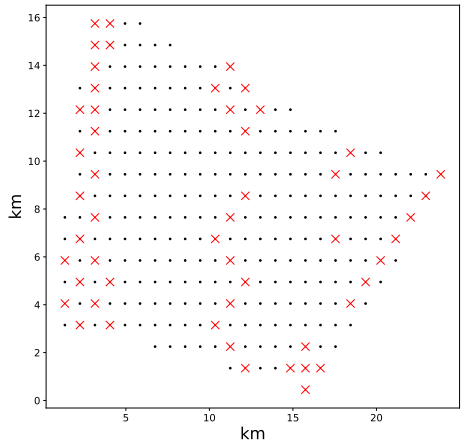

Figura 6. Otimização do parque Pedra Grande - Modelo Jensen 2D.

Na Figura 7, é apresentado o *boxplot* das simulações para os três modelos, evidenciando que o modelo de Jensen é mais otimista que os demais, embora apresente média e mediana muito próximas ao modelo de Larsen. Por outro lado, o modelo de Jensen 2D revela uma discrepância significativa, chegando até mesmo a ter seu ponto máximo abaixo do mínimo dos outros modelos analisados. O modelo de Jensen estima aproximadamente 3% a mais

	Modelo de *wake effect* de		
	Jensen	Larsen	Jensen 2D
Parque com *layout* licenciado			
Potência Média Gerada (MW)	322,79	319,31	300,85
Parque com *layout* otimizado			
Potência Média Gerada (MW)	350,70	349,17	338,70
Tempo (min.)	351,25	382,25	426,38

Tabela 1. Análise dos resultados - Caso 1.

	Modelo de *wake effect* de		
Potência Média Gerada (MW)	Jensen	Larsen	Jensen 2D
Layout ótimo de Jensen	**350,70**	337,53	336,62
Layout ótimo de Larsen	333,60	**349,17**	330,36
Layout ótimo de Jensen 2D	**348,65**	340,36	338,70

Tabela 2. Comparação dos *layouts* - Caso 1.

de potência média do que o modelo de Jensen 2D. Além disso, o modelo de Jensen apresentou o menor tempo computacional, enquanto o de Jensen 2D foi bem superior em relação aos demais.

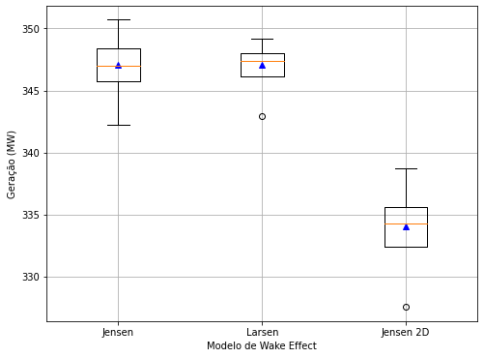

Figura 7. *Boxplot* das simulações - Parque Pedra Grande.

5.2 Parque Eólico Offshore Camocim

O segundo parque eólico *offshore* analisado é o parque Camocim, localizado a cerca de 6,5 km da costa de Camocim (CE). Este parque foi projetado com 100 aerogeradores distribuídos em uma área de aproximadamente 570 km^2. O *layout* desse projeto está exibido na Figura 8.

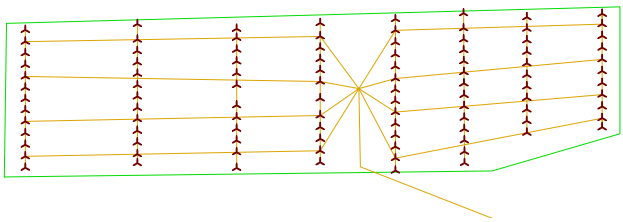

Figura 8. *Layout* projetado do parque Camocim. Fonte: Própria segundo IBAMA (2024).

Para a determinação da energia extraída nesse parque através do programa, este foi incluído da forma que pode ser observado na Figura 9, também com uma limitação quanto a reprodução idêntica do *layout*. A potência média desse parque para os três modelos de efeito esteira estão na Tabela 3.

Ao realizar a otimização do *layout* desse parque eólico para os modelos de *wake effect* Jensen, Larsen e Jensen 2D,

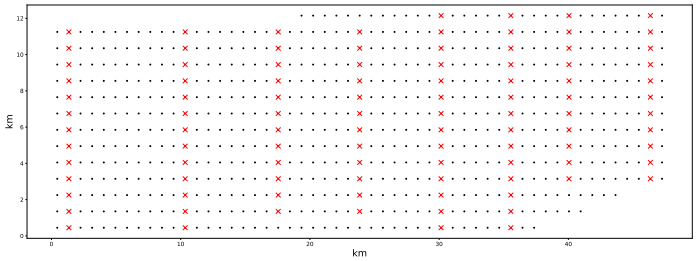

Figura 9. Parque Camocim no programa desenvolvido.

obtem-se a Figura 10, Figura 11 e Figura 12 respectivamente. As potências médias desses *layouts* e o tempo de simulação estão apresentados na Tabela 3.

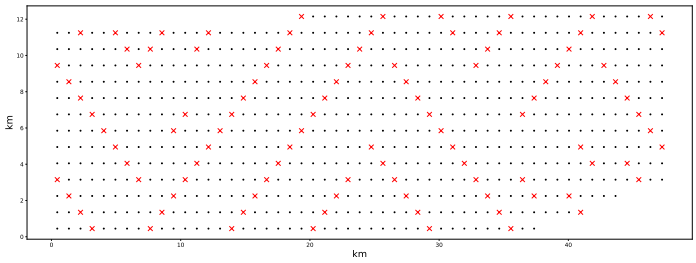

Figura 10. Otimização do parque Camocim - Modelo Jensen.

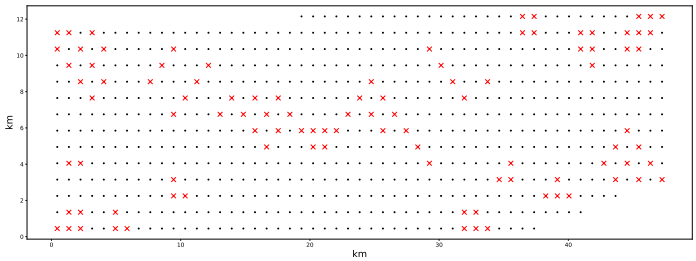

Figura 11. Otimização do parque Camocim - Modelo Larsen.

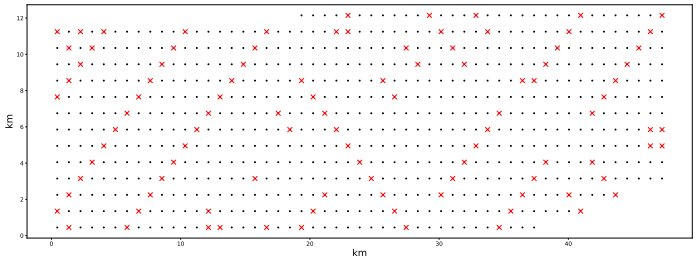

Figura 12. Otimização do parque Camocim - Modelo Jensen 2D.

	Modelo de *wake effect* de		
	Jensen	Larsen	Jensen 2D
Parque com *layout* licenciado			
Potência Média Gerada (MW)	429,25	390,93	393,71
Parque com *layout* otimizado			
Potência Média Gerada (MW)	441,03	414,01	412,92
Tempo (min.)	473,63	559,72	454,02

Tabela 3. Análise dos resultados - Caso 2.

Na Tabela 4, pode-se novamente analisar a geração média de potência para os três *layouts* gerados nos três modelos analisados.. O comportamento dos três modelos assemelhou-se à simulação do parque anterior, com o modelo de Jensen prevendo maior potência para a configuração ótima obtida por Jensen e Jensen 2D, enquanto o Larsen apresentou maior potência em seu próprio *layout* ótimo.

	Modelo de *wake effect* de		
Potência Média Gerada (MW)	Jensen	Larsen	Jensen 2D
Layout ótimo de Jensen	**441,03**	401,89	411,85
Layout ótimo de Larsen	395,24	**414,01**	384,47
Layout ótimo de Jensen 2D	**437,42**	405,65	412,92

Tabela 4. Comparação dos *layouts* - Caso 2.

Na Figura 13, é apresentado o *boxplot* das simulações para os três modelos, reforçando o otimismo do modelo de Jensen. Entretanto, neste estudo, observa-se que o comportamento do modelo de Larsen se assemelha mais ao modelo de Jensen 2D. No caso deste parque, o modelo de Jensen prevê aproximadamente 6% a mais de potência média. Neste estudo, o modelo de Larsen demandou um tempo computacional superior.

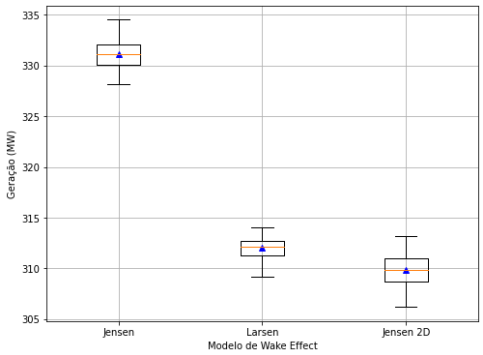

Figura 13. *Boxplot* das simulações - Parque Camocim.

6. CONCLUSÕES

No presente trabalho foi realizado um processo de otimização visando o planejamento ótimo do *layout* de parques eólicos *offshore*. A motivação se deve ao fato de que a disposição espacial de um parque eólico desempenha um papel fundamental na maximização de sua capacidade de geração de energia, requerendo uma análise meticulosa dos efeitos da esteira aerodinâmica. A escolha do modelo de esteira a ser utilizada nas análises influencia tanto o arranjo físico quanto a projeção de produção de energia do parque, os quais devem ser adequados para a instalação e conexão elétrica, além da integração eficiente com o sistema elétrico de transmissão. Este aspecto é de suma importância para assegurar a eficiência operacional e energética do empreendimento.

Para tanto, foram considerados dois projetos *offshore* atualmente em processo de licenciamento no IBAMA e três abordagens distintas de modelagem de efeito esteira foram consideradas. Os resultados indicam, por meio do processo de otimização implementado, que os aerogeradores foram dispostos de forma a possibilitar uma maior média de potência gerada em comparação com as simulações que consideraram os layouts originalmente propostos nos projetos em licenciamento. O modelo de Jensen demonstrou

ser mais otimista, além de ter implementação computacional mais simples. Por outro lado, o modelo Jensen 2D foi o mais pessimista enquanto o comportamento do modelo de Larsen teve variação entre os dois parques analisados. Essa análise ressalta a importância de explorar diversas abordagens de modelagem, visando melhorar as previsões e propostas no planejamento de empreendimentos desse tipo.

O programa desenvolvido e os resultados alcançados apresentam algumas limitações que merecem consideração. Primeiramente, a malha utilizada para o *layout* é constituída por bits com dimensões uniformes e exige que o aerogerador esteja centralizado no bit, o que pode restringir a precisão da modelagem. Além disso, o programa não considera o roteamento elétrico entre os parques, nem incorpora restrições ambientais que possam existir na área de implantação. Por fim, a consideração de um valor de vento médio também representa uma limitação para a precisão das previsões do programa.

Diante do que foi apresentado, a principal motivação deste artigo reside na análise do impacto que diferentes abordagens de *wake effect* podem trazer na extração de energia em empreendimentos offshore na costa brasileira. Esses parques estão em crescimento contínuo em todo o mundo e representam uma perspectiva promissora para o Brasil.

Como diretriz para trabalhos futuros, pretende-se ampliar a análise para incluir uma variedade maior de modelos de efeito esteira. Além disso, será considerada a integração da infraestrutura elétrica, incluindo a localização estratégica das subestações, levando em conta os custos associados que podem influenciar no *layout* otimizado do empreendimento eólico.

AGRADECIMENTOS

Os autores gostariam de agradecer à Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) (Processo: 303677/2022-8), à Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Minas Gerais (FAPEMIG), ao Instituto Nacional de Energia Elétrica (INERGE) (Projeto: TEC APQ 03609/17), ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Juiz de Fora (PPEE) pelo suporte no desenvolvimento do presente trabalho.

REFERÊNCIAS

CABRAL, Vinícius Albuquerque. Otimização de layout e sistema coletor de parques eólicos offshore. LIII Simpóso Brasileiro de Pesquisa Operacional, João Pessoa, 2021.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE) Roadmap Eólica *Offshore* Brasil: Perspectivas e caminhos para a energia eólica marítima. 2020. Disponível em: `https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-456/Roadmap_Eolica_Offshore_EPE_versao_R2.pdf`. Acesso em: 10/03/2024.

GAO, Xiaoxia et al. Comparisons of the accuracy of different wake models in wind farm layout optimization. Energy Exploration & Exploitation, v. 38, n. 5, p. 1725-1741, 2020.

Global Wind Atlas, 2024. Disponível em: `https://globalwindatlas.info/en/`. Acesso em: 09/03/2024.

GitHub: Adriana-Oliveir - Repositório CBA_2024. Adriana Mendonça, 2024. Disponível em: `https://github.com/Adriana-Oliveir/CBA_2024`. Acesso em: 10/04/2024.

Global Wind Report 2022, GWEC 2022. Disponível em: `https://gwec.net/global-wind-report-2022/`. Acesso em: 06/03/2024.

Global Wind Report 2023, GWEC 2023. Disponível em: `https://gwec.net/globalwindreport2023/`. Acesso em: 06/03/2024.

Global Wind Report 2024, GWEC 2024. Disponível em: `https://gwec.net/global-wind-report-2024/`. Acesso em: 06/03/2024.

Projetos com processos de licenciamento ambiental abertos no Ibama até 18 de janeiro de 2024. IBAMA, 2024. Disponível em: `https://www.gov.br/ibama/pt-br/assuntos/laf/consultas/arquivos/`. Acesso em: 10/04/2024.

JENSEN, Niels Otto. A note on wind generator interaction. Risø National Laboratory, 1983.

YEGHIKIAN, Menova et al. Wind farm layout optimization with different hub heights in manjil wind farm using particle swarm optimization. Applied Sciences, v. 11, n. 20, p. 9746, 2021.

LARSEN, Gunner Chr. A simple wake calculation procedure. Risø National Laboratory, 1988.

PYAKUREL, Parakram et al. Analytic characterization of the wake behind in-stream hydrokinetic turbines. Marine Technology Society Journal, v. 51, n. 6, p. 58-71, 2017.

RENEWABLES 2023 GLOBAL STATUS REPORT, REN21, 2023. Disponível em: `https://www.ren21.net/gsr-2023/modules/energy_supply/01_energy_supply/`. Acesso em 05/03/2024.

SEIM, Fredrik. Validating kinematic wake models in complex terrain using CFD. 2015. Dissertação de Mestrado. Norwegian University of Life Sciences, Ås.

SUN, Haiying; YANG, Hongxing. Study on three wake models' effect on wind energy estimation in Hong Kong. Energy Procedia, v. 145, p. 271-276, 2018.

TIAN, Linlin et al. Development and validation of a new two-dimensional wake model for wind turbine wakes. Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, v. 137, p. 90-99, 2015.

YANG, Xin-She. A new metaheuristic bat-inspired algorithm. In: Nature inspired cooperative strategies for optimization (NICSO 2010). Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2010. p. 65-74.