

Análise dinâmica da viabilidade da instalação da turbina eólica de eixo horizontal no ambiente offshore brasileiro

Dynamic analysis of the feasibility of installing a horizontal axis wind turbine in the Brazilian offshore environment

DOI:10.34117/bjdv7n9-142

Recebimento dos originais: 07/08/2021

Aceitação para publicação: 01/09/2021

Mateus Alves Ferreira

Engenheiro Mecânico

Instituição: Universidade Estácio de Sá (UNESA).

Endereço: R. Silvia Pozzano – Recreio dos bandeirantes, Rio de Janeiro - RJ, 2790-671.

E-mail: mateusalves801@gmail.com

Luiz Antônio de Oliveira Chaves

Engenheiro Químico, Mestre em Sistemas de Gestão Ambiental.

Universidade Federal Fluminense (UFF)

Endereço: Rua Recife, Lotes, 1-7 - Jardim Bela Vista, Rio das Ostras - RJ, 28895-532

E-mail: luizchaves@id.uff.br

RESUMO

O direcionamento desse trabalho é a fonte renovável de energia eólica utilizada para reduzir o crescimento dos desequilíbrios ecológicos oriundos dos impactos ambientais causados pelo homem. Essa fonte é considerada uma das energias mais limpas do mercado e gera grandes fomentos econômicos com a viabilização no meio onshore ou offshore. No caso do ambiente marítimo, apresenta vantagens proporcionada pela maior velocidade dos ventos e menor incidência de turbulência, o que constitui uma opção proeminente para estudo e desenvolvimento. Nesse contexto, a presente pesquisa busca determinar a potência gerada pela turbina offshore em uma região na costa brasileira para um cenário específico. O método de pesquisa bibliográfica foi adotado para definição de parâmetros e modelos matemáticos, seguida da análise dos fenômenos em um estudo de caso. A investigação avaliou a região oceânica do estado do Rio de Janeiro mediante o documento Global Wind Atlas para a implementação da turbina eólica de eixo horizontal (TEEH) que apresenta vantagens ao setor residencial e industrial. Na metodologia foi adotado o software Qblade para calcular a eficiência energética da turbina de “linha de base NREL de 5 MW” definida como modelo para a simulação em dois processos distintos. O primeiro investigou os parâmetros aerodinâmicos através do XFOIL/XFOIL5 e no segundo as formulações matemáticas selecionadas baseadas no método do momento do elemento da lâmina (BEM) foram usadas para avaliar o coeficiente de potência (C_p), torque (T) e potência gerada pelo vento (P) em função do Tip Speed Ratio (TSR). A disponibilidade de energia para a locação marítima é apresentada com os parâmetros de projeto demonstrando viabilidade complementar de produção de energia. A validação dos resultados também demonstrou potencial uso para suprimento energético nesse ambiente com posterior exploração da fonte eólica em outras configurações para potencial uso em empreendimentos marítimos.

Palavras-Chave: Energia eólica offshore, Turbina eólica horizontal, aerodinâmica de aerofólios, Simulação computacional.

ABSTRACT

The direction of this work is the renewable source of wind energy used to reduce the growth of ecological imbalances arising from environmental impacts caused by man. This source is considered one of the cleanest energies in the market and generates great economic incentives with the viability in the onshore or offshore environment. In the case of the marine environment, it presents advantages provided by the higher wind speed and lower incidence of turbulence, which constitutes a prominent option for study and development. In this context, this research seeks to determine the power generated by the offshore turbine in a region on the Brazilian coast for a specific scenario. The bibliographic research method was adopted to define parameters and mathematical models followed by the analysis of the phenomena in a case study. This investigation evaluated the oceanic region of the state of Rio de Janeiro through the Global Wind Atlas document for the implementation of the horizontal axis wind turbine (TEEH) which has advantages for the residential sector and the oil industry. The research adopted Qblade software to calculate the turbine energy efficiency of the “5 MW NREL baseline” defined as a model for simulation in two distinct processes. The first investigated the aerodynamic parameters through XFOIL/XFOIL5 and in the second the mathematical formulations based on the blade element moment method (BEM) were used to evaluate the power coefficient (C_p), Torque (T) and power generated by the wind (P) depending on the Tip Speed Ratio (TSR). The availability of energy for offshore leasing is presented with the design parameters. The validation of the results also showed potential use for energy supply in this environment with further exploration of the wind source in other configurations for potential use in maritime projects.

Keywords: Offshore wind energy, Horizontal wind turbine, Airfoil aerodynamics, Computational simulation.

1 INTRODUÇÃO

Os desequilíbrios ecológicos ocorrem devido à falta de gestão dos recursos naturais provocado pelas atividades humanas (UCZAI et.al., 2012; SANTOS, 2015). As principais causas decorrentes dessas ações são derivadas das emissões da queima de combustíveis fósseis com a liberação de monóxido (CO) e o dióxido de carbono (CO₂) na atmosfera e com o aumento da densidade populacional que ocasionou a crescente demanda (DRUMM, 2014, MELO et al., 2009, MME, 2017, JAMIESON, 2018).

A energia renovável eólica é uma proposta para reduzir os problemas ambientais apresentados, pois é considerada uma das fontes mais econômicas da atualidade, uma das alternativas mais limpas do mercado e com capacidade de geração de energia elétrica em grande escala (JAMIESON, 2018, QASIM et al. 2012, OHLENFORST, et al. 2019 e SOUZA, 2018). Adicionalmente, os dados apresentados pela Global Wind Energy

Council Statement (GWEC, 2020), que no período entre 2015 a 2019, a fonte de energia eólica produziu mais de US \$ 652 bilhões em investimentos que comprova o aumento do fomento no setor.

Atualmente o Brasil ocupa o 7º lugar no ranking mundial de produção de energia oriunda do fluxo de ventos com um panorama de crescimento (GWEC, 2021). As análises do primeiro trimestre de 2021, revelam que a fonte eólica atingiu 87% da potência acrescida de 593,61 MW, sendo que no mesmo período em 2020 a potência foi de 117,18 MW (ANEEL, 2021). A indústria brasileira alcança uma capacidade instalada de 18.00 GW com 695 parques eólicos e mais de 8.300 aerogeradores em operação presentes em 12 estados. A geração de energia eólica em 2019 foi de 55,9 TWh, a qual pode abastecer 28,8 milhões de residências por mês e também beneficiar mais de 86,3 milhões de habitantes o que demonstra seu potencial (ABEEólica, 2021).

Essa fonte energética apresenta diferentes características de projeto em relação ao meio onde é gerada, sendo onshore ou offshore as duas alternativas distintas (WU et.al. 2019). Deste modo, a energia eólica offshore remete à eletricidade produzida pelas turbinas eólicas instaladas na região marítima costeira, lagunar ou oceânica (FILHO, 2011). Conforme, o Roadmap Eólica Offshore Brasil (EPE, 2020) a relação das turbinas implementadas no setor offshore apresentam uma potência unitária média de projetos da ordem de 5 – 6 MW, o que supera as potências unitárias médias onshore de 2,7 MW.

No caso de empreendimentos marítimos, existem oportunidades no setor petrolífero para a utilização de energia eólica em plataformas de produção tipo Floating Production Storage and Offloading (FPSOs), que constitui uma unidade de extração e processamento de óleo e gás, armazenamento e transferência (offloading) de petróleo para navios aliviadores. Essa classe de unidade, adaptada de grandes petroleiros tipo VLCC (Very Large Crude Carrier) e ULCC (Ultra Large Crude Carrier), demanda significada energia para execução das operações com variedade de sistemas (PEREIRA et.al, 2015; OLIVEIRA, 2013). Assim, a potência total instalada das FPSOs é da ordem 1.758 MW, com capacidade para alimentar uma cidade de cerca de 11,5 milhões de habitantes (PEREIRA et.al, 2015).

A principal regionalização da instalação das maiorias dos FPSOs no Brasil está presente nas Bacias de Campos (RJ) e de Santos (SP), na região sudeste em razão de disponibilidade de reservas de hidrocarbonetos (PEREIRA et.al, 2015). O sistema elétrico das instalações apresenta uma média de demanda energética com cargas normal, auxiliar, essencial e emergência, onde são produzidas cerca de 70,372 MW de potência para uma

carga de 80,042 MVA por meio da queima de óleo combustível ou gás natural para suprir turbogeradores (OLIVEIRA, 2013).

Deste modo, as plataformas marítimas modernas apresentam um consumo médio de eletricidade na faixa de 80 MVA que corresponde a 180 mil barris de petróleo por dia e ao considerar como critério de projeto a confiabilidade e manutenibilidade poderá atingir uma capacidade de potência instalada de até 120 MVA. Assim, viabiliza a opção do uso de turbinas eólicas de grande porte offshore com aplicação em modelo grid em corrente alternada em até 5 MW para a redução da demanda de energia elétrica na plataforma por combustão (OLIVEIRA, 2013).

Essa nova forma de geração está em uma fase próspera de desenvolvimento e à procura de competitividade com novas tecnologias que podem ser alcançadas através do investimento contínuo em pesquisa, desenvolvimento e inovação ao longo dos próximos anos (HERNÁNDEZ, 2016; NGHIEM; PINEDA, 2017, CASTRO, 2018).

Nessa direção, a investigação desse artigo tem como finalidade analisar o potencial eólico no Brasil tendo como premissa a modelagem matemática de uma turbina eólica de linha de base de 5 MW offshore NREL para locação marítima da bacia de Campos, presente na costa do estado do Rio de Janeiro, para avaliar a viabilidade e a eficiência energética através da taxa de energia gerada.

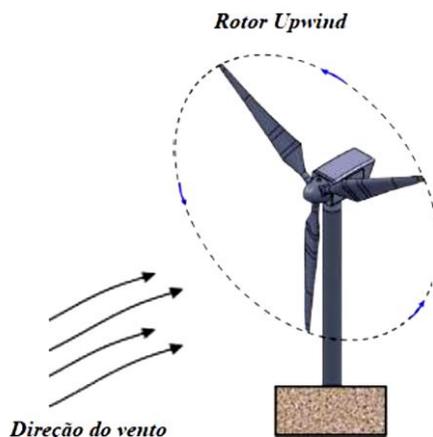
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

No desenvolvimento da pesquisa os principais fundamentos teóricos das turbinas eólicas de eixo horizontal são inicialmente apresentados para fundamentação do modelo.

2.1 TURBINA EÓLICA

As tecnologias das turbinas eólicas são classificadas em Turbinas Eólicas de Eixo Vertical (TEEV) e as Turbinas Eólicas de Eixo Horizontal (TEEH) (PINTO, 2013). O modelo de (TEEH) de rotor upwind (Figura 1), devido as características principais de alta eficiência e cargas aerodinâmicas aproximadamente regulares (DUTRA, 2008, PINTO, 2013; CORKE; NELSON, 2018).

Figura 1: Modelo de (TEEH) rotor upwind.



Fonte: adaptado WANG , 2018.

2.2 TURBINA EÓLICA OFFSHORE

As turbinas no cenário offshore são compostas fundamentalmente com as mesmas características que as tecnologias das turbinas onshore, mas a principal diferença é que a turbina para operação ambiente marítimo apresenta maiores escalas de projeto (SILVA, 2019; IEA, 2019; IRENA, 2019; VITERBO; 2008).

As principais vantagens nessa perspectiva são (SILVA, 2019; IEA, 2019; IRENA, 2019; VITERBO; 2008):

- Capacidade de explorar velocidades de vento mais constantes;
- Locais com Maiores velocidades de vento;
- Menores restrições na área e distância do solo, tendo em vista uma diminuição dos custos por MW de potência instalado.

Os principais desafios apresentados pelas turbinas offshore são (SILVA, 2019; VITERBO; 2008; AKIMOTO et al., 2011; MAIOLINO, 2014):

- Altos custos de investimentos iniciais para a compra das turbinas por serem de grande porte;
- A instalação do cabeamento submarino;
- O tratamento do material devido alta salinidade;
- Maiores quantidades de manutenção por causa do ambiente marítimo;
- Os altos custos de operação e manutenção das turbinas de grandes escalas no campo offshore;
- Construção de redes de transmissão da energia até as estações de distribuição onshore;

2.3 EQUAÇÕES GOVERNANTES

As diretrizes abordadas nas equações de modelagem matemática da turbina são embasadas nas relações de fenômeno de transporte e mecânica dos fluidos para as concepções das TEEH, onde apresenta 3 principais modelos: o atuador de disco, a teoria elemento de pá e o método Blade Element Momentum (BEM).

2.3.1 MODELO DA TURBINA EÓLICA

O modelo do atuador de disco corresponde a aplicação das equações da conservação de massa, conservação de momento linear e angular e conservação de energia no volume de controle do atuador.

A potência mecânica extraída do fluxo de ar através da TEEH é apresentada na equação (1.0) (PAVINATTO, 2005):

$$P_{mec} = \frac{1}{2} \rho A_d U_\infty^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (1.0)$$

Onde,

P_{mec} - Potência mecânica média extraída pelo rotor em Watts [W];

ρ - Massa específica do ar seco [1,225 kg/m³];

A_d - Área de varredura do rotor [m²];

U_∞ - Velocidade do vento incidente na turbina [m/s];

C_p - Coeficiente de potência em parâmetros bidimensionais (-).

O parâmetro C_p é relacionado à função da velocidade de ponta da pá da turbina com a velocidade do vento (λ), definido como Tip Speed Ratio (TSR), equação (2.0) (RAGHEB, 2014).

$$\lambda = \left(\frac{\omega_t r}{U_\infty} \right) \quad (2.0)$$

Onde:

λ - Tip-Speed Ratio [-];

r - Raio do Rotor [m];

ω_t - Velocidade Rotacional do Rotor [rad/s].

Um outro parâmetro dependente do C_p é o ângulo de passo (β) das pás da turbina. O modelo matemático para obter a função $C_p(\lambda, \beta)$ de uma TEEH é expresso pela equação (3), em que a parcela $\frac{1}{\lambda_i}$ está definida na equação (4) (SILVA, 2012).

$$C_p(\lambda, \beta) = 0,5176 \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0,4 \beta - 5 \right) e^{\frac{-21}{\lambda_i}} + 0,0068 \lambda \quad (3.0)$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08 \beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \quad (4.0)$$

2.3.2 COEFICIENTES AERODINÂMICOS

Os coeficientes aerodinâmicos relacionam o desempenho do rotor com a sua geometria e as características dinâmicas da interação fluido e estrutura (CYPRIANO; IMANISHI, 2014; ANDERSON, 2010). Portanto, é válido trabalhar com os valores adimensionais para caracterizar cada força no perfil eólico para extração de energia (SOUZA, 2018). Os parâmetros são o coeficiente de sustentação (C_l) na equação (5), o coeficiente de arrasto (C_d) definido na equação (6) e o coeficiente de momento (C_m) na equação (7).

$$C_l = \frac{2 L}{\rho W^2 A_s} \quad (5.0)$$

$$C_d = \frac{2 D}{\rho W^2 A_s} \quad (6.0)$$

$$C_m = \frac{2 M}{\rho W^2 c A_s} \quad (7.0)$$

Onde,

L - Força de sustentação [N];

D - Força de arrasto [N];

W - Velocidade resultante na pá [m/s];

A_s - área de superfície [m²].

2.3.2 MÉTODO BEM

O método BEM é uma combinação que acopla a teoria do disco atuador com a teoria dos elementos de pá para investigar as forças axiais e tangenciais para análise da quantidade de momento (SOUZA, 2018; COUTINHO, 2017). A aplicação dessa teoria busca relacionar o corpo da pá à capacidade de extração de energia do vento do rotor para obter as equações dos componentes empuxo axial - dE (8) e do torque - dT (9) (MANWELL et al, 2009; MORAIS, 2017, WENZEL, 2007; MARGOTTO, 2017).

$$dE = \frac{1}{2} \rho W^2 Nc(C_l \cos\phi + C_d \sin\phi). dr \quad (8.0)$$

$$dT = \frac{1}{2} \rho W^2 Nc(C_l \sin\phi - C_d \cos\phi) . r dr \quad (9.0)$$

Onde,

N - Números das pás;

r - raio da pá;

C_n - coeficiente normal força ($C_l \cos\phi + C_d \sin\phi$) [-];

C_t - coeficiente tangencial da força ($C_l \sin\phi - C_d \cos\phi$) [-];

ϕ - Ângulo de escoamento [°];

Após a manipulação dessas duas teorias que compõem o momento de elemento de pá, foi obtido as relações (10) e (11) que é composto pelos parâmetros induzidos pelo fluxo ultrapassado pela turbina eólica no sentido Normal e Tangencial (SOUZA, 2018).

$$\frac{a}{1-a} = \frac{\sigma}{4 \sin^2\phi} (C_l \cos\phi + C_d \sin\phi) \quad (10.0)$$

$$\frac{a'}{1+a'} = \frac{\sigma}{4 \sin\phi \cos\phi} (C_l \sin\phi - C_d \cos\phi) \quad (11.0)$$

Onde,

a - Coeficiente de Indução Axial;

a' - Coeficiente de Indução Tangencial;

σ – Solidez da corda

Assim, a aplicação do modelo para uma pá da TEEH corresponde ao somatório dos empuxos axiais (12) e torques (13) para todos os elementos de pá (MARGOTTO, 2017).

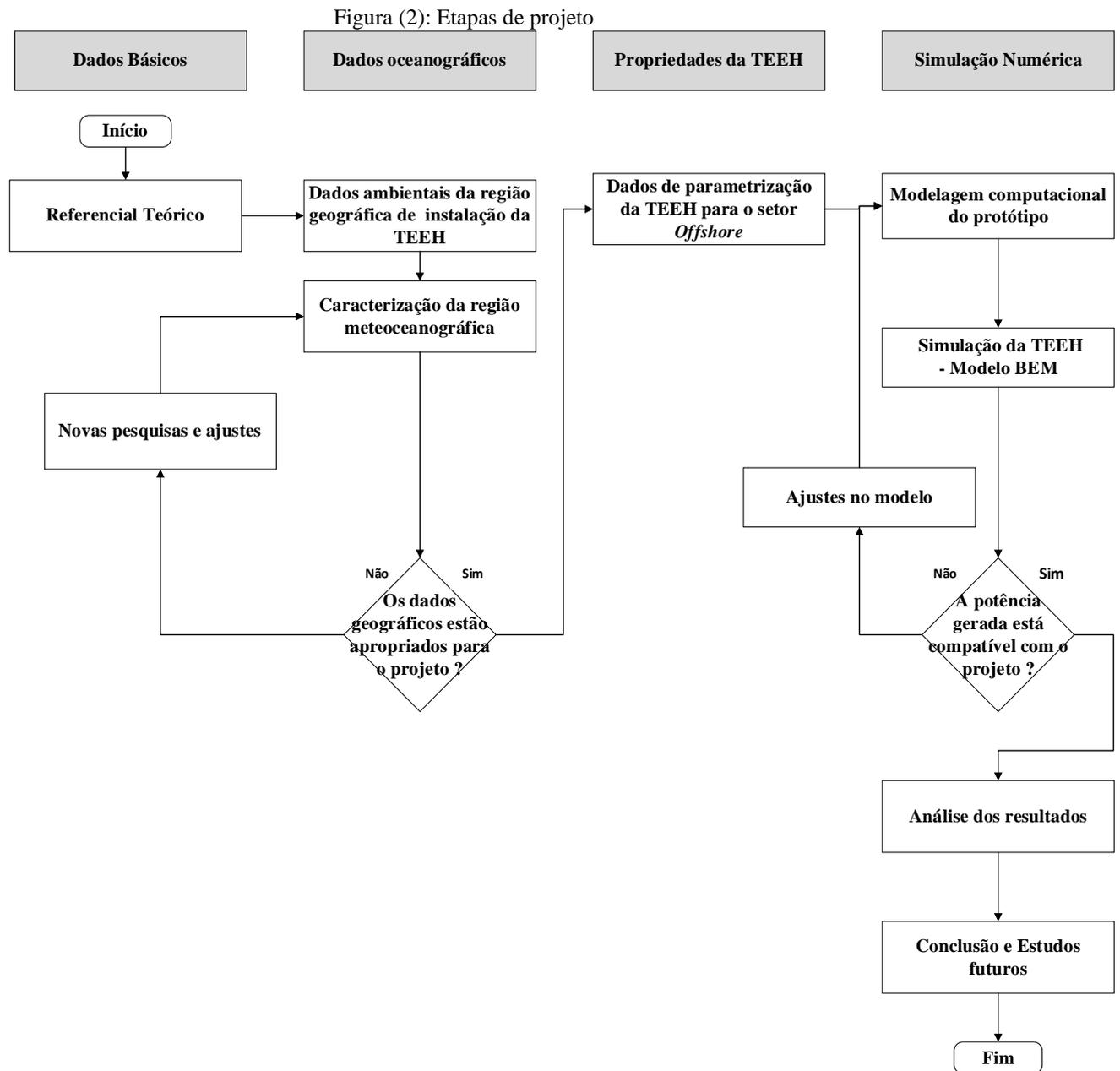
$$\sum_{r_0}^R \frac{dE(r)}{N} |dE(r) = \rho U_\infty 4a(r)(1-a(r))\pi r dr \quad (11.0)$$

$$\sum_{r_0}^R \frac{dT(r)}{N} |dT(r) = 4a'(r)(1-a'(r))\rho U_\infty \pi r^3 \omega_t dr \quad (12.0)$$

3 MÉTODOS

O método de projeto apresenta a descrição sobre o estudo de caso através dos dados de pesquisa da literatura que é organizado em 4 etapas (dados básicos, dados

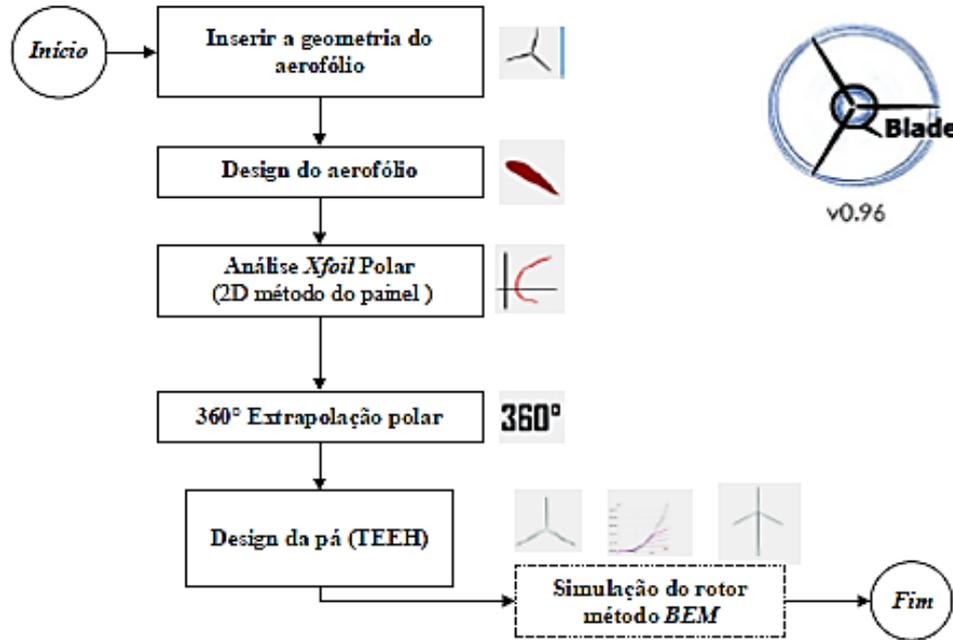
oceanográficos, propriedade da TEEH e simulação numérica), para obter a potência disponível para a região de interesse (Figura 2).



Fonte: Autor.

O método de simulação é decomposto em 6 etapas na Figura 3 para o modelamento computacional com o software Qblade com a indicação dos procedimentos adotados.

Figura (3): Métodos da simulação



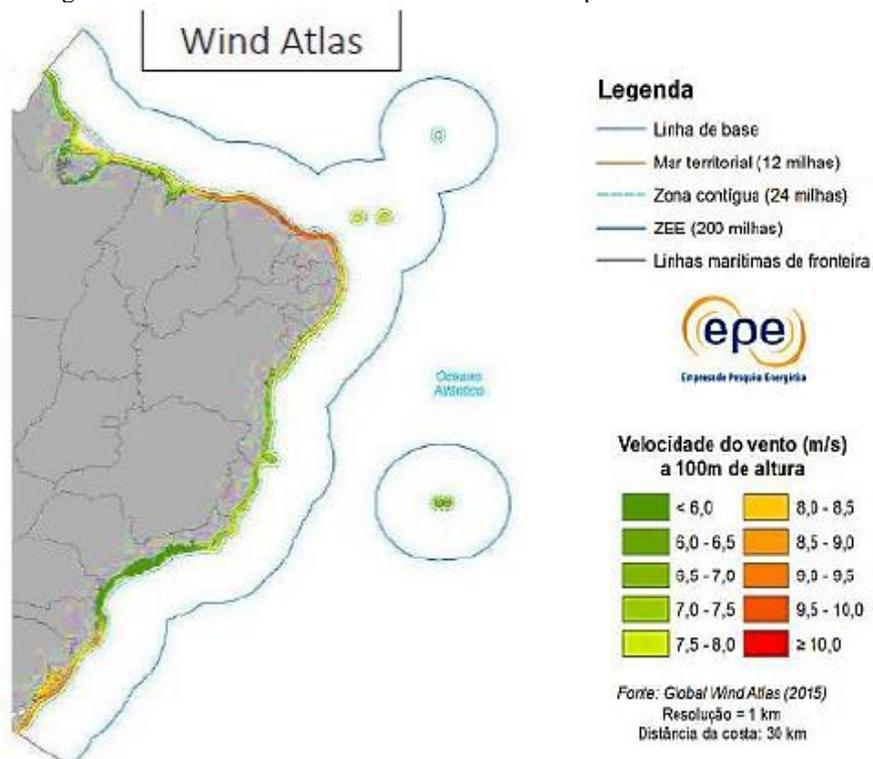
Fonte: Autores.

4 DESENVOLVIMENTO DO PROJETO

4.1 ANÁLISE DO ESPAÇO GEOGRÁFICO OFFSHORE BRASILEIRO

A análise da área marítima para implantação da TEEH foi definida com base nos dados do potencial eólico referentes ao ano de 2015 oriundos dos índices Global Wind, conforme as 6 faixas de velocidades de vento para operação nos limites de 100m e 200 m altura, resolução de 1 km e 30km de distância da costa (EPE, 2020). O mapeamento contemplou a distância litorânea de 7400 km para indicar potenciais locações de instalação Figura (4).

Figura 4: Bases de dados Global Wind do Roadmap Eólica offshore Brasil.



Fonte: extraído de EPE, 2020.

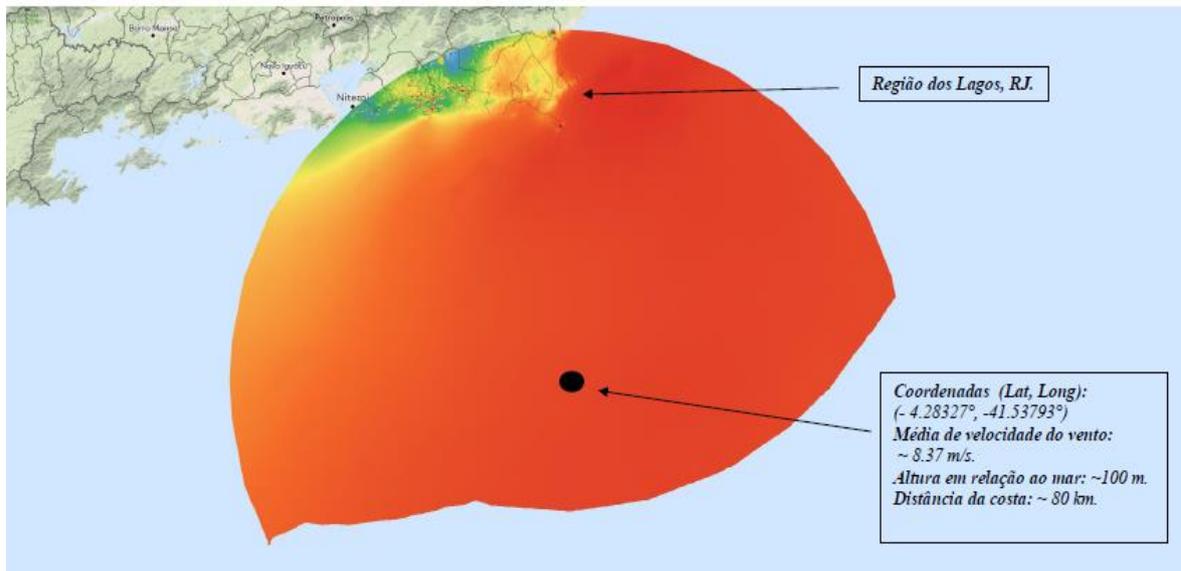
A investigação da pesquisa demonstra que a região Nordeste possui o maior potencial de instalação eólica offshore dentre as áreas regionais, entretanto, o setor escolhido para a presente análise é a região Sudeste, litoral do estado do Rio de Janeiro, em razão das atividades petrolíferas que apresentam unidades com demanda energética.

Segundo Amarante (2002), essa região evidencia o litoral dos municípios de Cabo Frio e Búzios, Região dos Lagos, que faz parte da Baía do Atlântico sul do trecho leste, pois possuem maior potencial eólico conforme o mapa eólico do Rio de Janeiro com ventos de velocidades que variam em termos anuais entre 5,5 m/s e 7,0 m/s.

4.2 DELIMITAÇÃO DA REGIÃO METEOCEANOGRÁFICA DE PROJETO

O mapeamento dos fluxos de ar no Rio de Janeiro foi realizado pela Global Wind Atlas com a definição do ponto escolhido. A região delimitada de instalação na localização da baía de Campos, região dos Lagos, está aproximadamente à 80 km (50 milhas) da costa coordenadas (Lat, Long): (-24.28327°, -41.53793°), em uma altura de 100 metros com relação ao mar. A velocidade nessa área é de aproximadamente 8,40 m/s e a potência média do vento por unidade de área é de aproximadamente 582 W/m², com direção do vento predominante ao Nordeste, Figura (5).

Figura 5: O mapeamento dos fluxos de ar do ponto escolhido para projeto no Rio de Janeiro.



Fonte: Autores

4.3 PARAMETRIZAÇÃO DA TEEH NO SETOR OFFSHORE

A turbina eólica offshore utilizada é baseada nos dados de referência Jonkman et al. (2009), relatório técnico “turbina eólica de linha de base de 5 MW offshore NREL”. As especificações da são apresentadas na Tabela (1) contemplam os principais parâmetros mecânicos para extração das propriedades aerodinâmicas que estão associadas aos dados estruturais e do sistema de controle.

Tabela 1: Propriedades mecânicas escolhidas para a turbina eólica de linha de base NREL de 5 MW.

Taxa de potência	5MW
Orientação do rotor	Upwind
Número de pás (B)	3
Rotor	126 m
Diametro do eixo	3m
Altura do cubo	90 m
Massa do rotor	110,000kg
Massa da Nacelle	240,000kg
Massa da torre	347,460 kg
Coordenada da localização geral CM	(-0.2 m, 0.0m, 64.0 m)

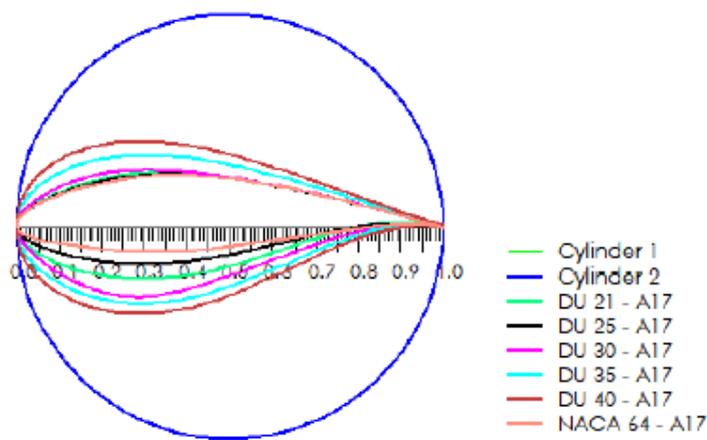
Fonte: adaptado de JONKMAN et.al 2009.

4.4 GEOMETRIAS DOS AEROFÓLIOS

Os dados das coordenadas geométricas dos aerofólios para a construção da pá de projeto foram coletados da referência Jonkman et.al (2009). A configuração da pá

associada aos aerofólios (Cylinder 1, Cylinder 2, NACA 64 -A17, DU 25- A17, DU 21 - A17, DU 30 – A17, DU 35 -A17 e DU 40 - A17) apresentam variações de valores de espessura, curvatura, cordas, ângulos de torção e pontos por seção. A investigação abordou os coeficientes de arrasto em 0,50 (Cylinder 1) e 0,35 (Cylinder 2) e sem sustentação e para os demais perfis aplicou o valor do número de Reynolds de projeto. Fundamentado nessas configurações, o software Qblade versão 0,963 64 bits foi utilizado, com o objetivo de projetar e analisar a geometria da pá da turbina eólica, Figura 6.

Figura (6): Geometrias dos aerofólios NREL 5MW.

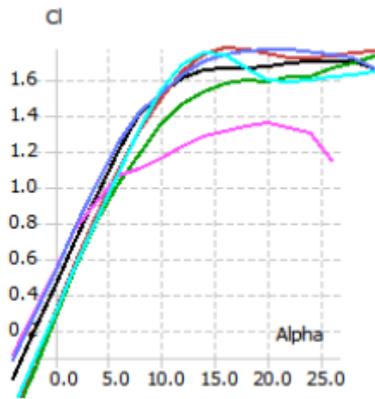


Fonte: Autores.

4.5 SIMULAÇÃO DOS COEFICIENTES DOS AEROFÓLIOS NREL 5MW

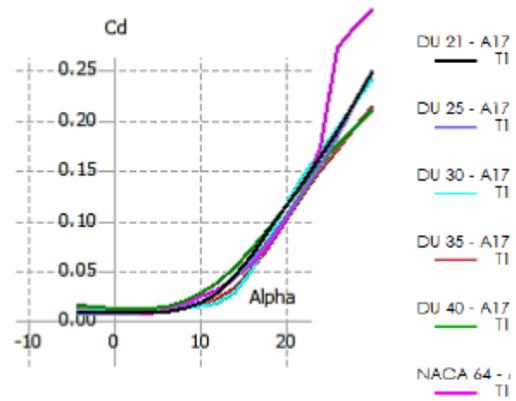
Os coeficientes dos aerofólios escolhidos estão relacionados ao ângulo de ataque (AoA) apresentados nas Figuras (7, 8, 9 e 10). Nesse procedimento foi utilizada a simulação direta do XFOIL integrado dentro do Qblade, o qual simula o fluxo de ar ao redor do aerofólio obtendo os dados polares (MARTEN, 2013). As investigações representam aos valores padronizados (AoA -5 até 30, variação 2), N° de Reynolds (2.39×10^6 Re), Ma (Mach) (0) e Ncrítico (10)).

Figura 7: Relação do C_L com AoA.



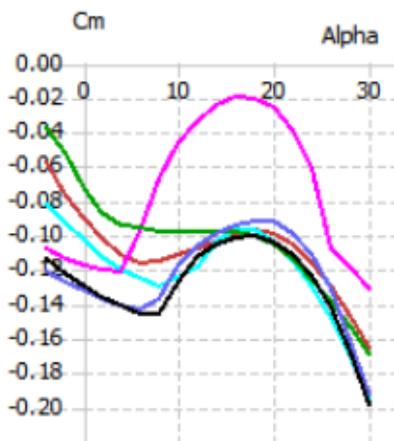
Fonte: Autor.

Figura 8: Relação do C_D com AoA.



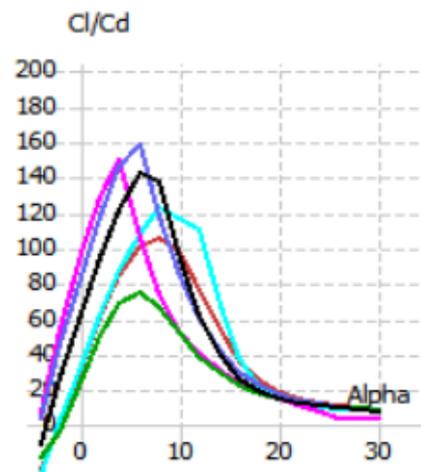
Fonte: Autor.

Figura 9: Relação do C_M com AoA.



Fonte: Autor.

Figura 10: Relação do $\frac{C_L}{C_D}$ com AoA.



Fonte: Autor.

4.6 SIMULAÇÃO DO ROTOR DA TURBINA

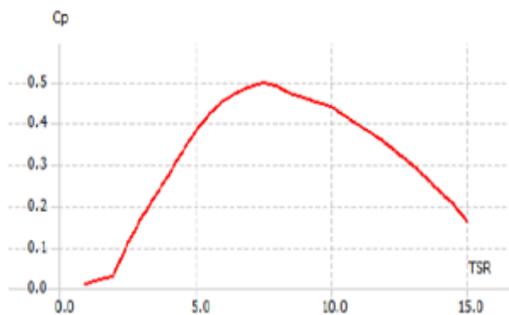
A simulação do rotor da turbina eólica projetada através do método BEM resultou nos gráficos de $C_p \times TSR$, $P \times TSR$, $T \times TSR$. A execução da simulação na faixa de TSR de 1 até 15 [-] e com variação em ΔTSR 0.5[-] para a velocidade média de vento de 8,4 m/s, estão presentes nas Figuras (12, 13 e 14). Os parâmetros variáveis e correções, adotados na simulação estão presentes na Tabela (2).

Tabela 2: Parâmetros variáveis e correções para a simulação BEM.

Parâmetros de correções:	
Perda de ponta Prandtl	
Perda de raiz Prandtl	
Correção de arrasto de Reynolds	
Foil interpolation	
Parâmetros variáveis:	
Massa específica (ρ)	1.225 kg/m ³
Convergência para o Epsilon Máx	0.001
Número máximo de interações	1000
fator de relaxamento	0.35
Viscosidade	0.00001647

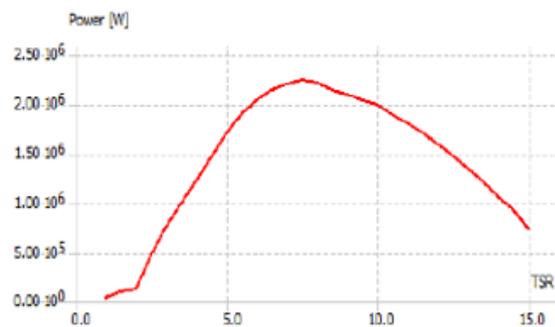
Fonte: Autores.

Figura 12: Gráfico $C_p \times TSR$.



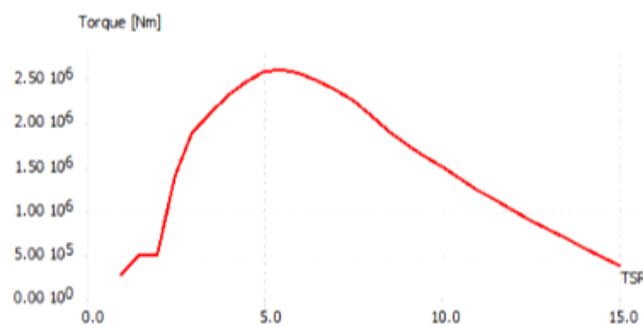
Fonte: Autores.

Figura 13: Gráfico $P \times TSR$.



Fonte: Autores.

Figura 14: Gráfico $T \times TSR$



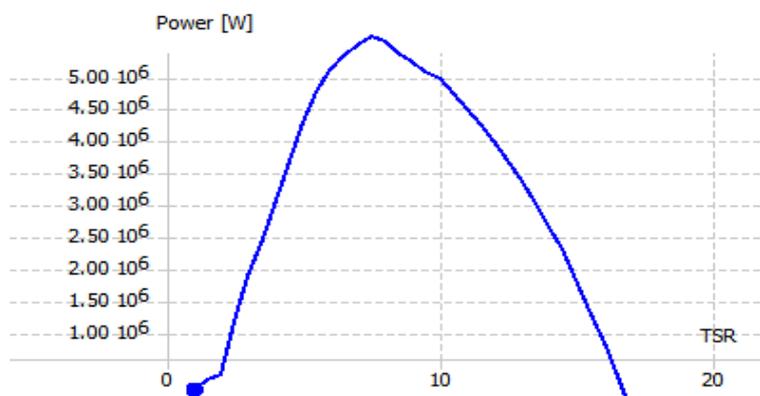
Fonte: Autores.

4.7 VALIDAÇÃO DA SIMULAÇÃO DO ROTOR

A validação do método foi obtida pela comparação da potência gerada de acordo com os valores de velocidades admitidos da referência Jonkman et al. (2009), que em seu

artigo visa a potência de 5MW para uma média de velocidade de 11,4 m/s. Deste modo, ao [assumir](#) essa velocidade para os mesmos parâmetros adotados no presente projeto, observou-se que o valor de potência foi de 5.50 MW sobre o TSR de 7.5 quando à velocidade é 11,4 m/s, Figura (15). Entretanto, não foram consideradas todas as perdas energéticas na simulação que irá reduzir essa taxa de energia gerada para melhor refinamento da simulação.

Figura 15: Gráfico P x TSR validação do projeto.



Fonte: Autores.

5 RESULTADOS E DISCUSSÃO

5.1 ANÁLISE DA PÁ DA TURBINA NREL 5MW

Na Figura (7) é apresentado o gráfico de C_l em função AoA, que delimita através das geometrias dos aerofólios o nível de sustentação com características variadas. O ponto de $C_{l\text{máx}}$ é um importante parâmetro análise do projeto, pois nesse local ocorre o fenômeno de estol dinâmico. Os perfis de aerofólios DU 21 - A17, DU 25 - 7 A17, DU 30 - A17, DU 35 - A17, DU 40 - A17, apresentam valores relativamente grandes de $C_{l\text{máx}}$ na faixa de 1.5 até 1.8 [-], sendo considerados de alta sustentação, além de demonstrar após o seu estol uma configuração mais suave e constante antes do seu declínio acentuado. Todavia, o perfil NACA 64 - A17 é apresenta uma queda inapropriada após o seu estol $C_{l\text{máx}}$. Os pontos de estol estão presentes na região entre 10° e 20 °AOA o que caracteriza um local ideal para avaliação de desempenho.

O coeficiente de arrasto (C_D) demonstra uma relação contrária ao coeficiente de sustentação (C_L) ao ocorrer o estol, esse coeficiente tem uma tendência de aumentar o que interfere diretamente na resistência de rotação. A análise da Figura (8) constatou que os perfis NACA 64 - A17, DU 25- A17, DU 21 - A17, DU 30 - A17, DU 35 - A17 e DU 40 - A17, contém uma taxa linear de arrasto com valores próximos entre os ângulos de 0°

até +/- 6.5°, após essa variação angular ocorre um aumento exponencial que resulta no estol e assim total perda de desempenho aerodinâmico com redução de potência útil.

A análise de desempenho também é utilizada o coeficiente de momento em função do AoA. (Figura (9)). Como previsto, todos os aerofólios demonstram um momento negativo com objetivo de rotacionar o bordo de ataque para baixo. Esses atributos afetam a relação de instabilidade das vibrações nas pás das turbinas, aumenta as forças atuantes no corpo da turbina e nas fundações offshore. Logo, é possível observar as regiões de trabalho mais estáveis estão entre os ângulos 0° até 10°AOA e o perfil com maior rotação para alcance entre os estudados é o DU 21 – A17. No caso do modelo de aerofólio estudado, os NACA 64 -A17, DU 25- A17, DU 30 – A17, DU 35 -A17 e DU 40 - A17, apresentam valores de (C_M) menores e com maiores instabilidades, o que não são recomendados para projeto conforme os resultados apresentados.

A eficiência aerodinâmica ($\frac{C_L}{C_d}$) em função do perfil do gráfico do AoA é constatado na Figura (10). A razão atua diretamente com a potência da turbina, pois depende do ângulo de fluxo da força resultante do arrasto e sustentação. No gráfico são demonstrados que todos os aerofólios possuem uma relação de coeficientes com ponto de máximo na região de 0° a 8°AoA, e também comprova que o perfil de maior eficiência entre os analisados é o DU 25 – A17 com 157.0 [-] ($\frac{C_L}{C_d}$), ao passo que o DU 40 – A17 tem a menor relação em 73.61 ($\frac{C_L}{C_d}$) devido as suas características de alta curvatura que deriva em um alto arrasto. Já os outros perfis possuem menores valores de eficiências na faixa entre de 149.0 até 105.0 ($\frac{C_L}{C_d}$). Portanto, os coeficientes aerodinâmicos são de extrema importância para o projeto, pois irá viabilizar as características aerodinâmicas individuais, e assim gerar um projeto de pá com maiores rendimentos mecânicos e diminuir as instabilidades vibracionais na estrutura.

5.2 INVESTIGAÇÃO DO ROTOR DA TURBINA EÓLICA

Na Figura (12) é demonstrado o gráfico C_p x TSR gerado pela simulação da turbina eólica offshore NREL 5MW, que no momento em que o TSR de 7.5[-] apresenta o coeficiente de potência máximo ($C_{p\text{máx}} = 0.494[-]$) que está dentro do limite de Betz. Cabe destacar, que o dimensionamento do $C_{p\text{máx}}$ é determinado por apenas uma velocidade do vento constante, e desta maneira, conseqüentemente todas as outras eficiências, devido as suas velocidades serão reduzidas no rotor. Entretanto, essa análise

é baseada no valor constante de operação, caso contrário a variação de velocidade irá diminuir a eficiência energética.

De acordo com a análise da Figura (13), o gráfico de potência em relação ao TSR demonstra que no momento TSR alcançar o valor de 7.5 [-] será gerado uma Potência de 2.24 MW no mesmo instante em que a velocidade do vento de projeto assume o valor de 8.40 m/s.

O torque presente no rotor da turbina eólica Offshore NREL 5MW com os parâmetros de projeto, constatou-se que no ponto do TSR atingir o valor 5.5 [-] vai apresentar um alcance máximo de torque ($T = 2.59 \text{ MN.m}$), ou seja, é o ponto de TSR que poderá ocorrer o valor maior rotação do rotor. Entretanto, quando comparado com o $C_{pm\acute{a}x}$, constatou que o valor do Torque irá reduzir em 12.7 %.

6 CONCLUSÃO

A pesquisa buscou avaliar a instalação da turbina eólica em uma locação marítima com a finalidade de demonstrar o potencial de geração de energia para redução de impactos ambientais provocados pelos combustíveis fósseis corroborando para um meio ambiente mais sustentável.

As análises da dinâmica de escoamento do fluido e interação com a estrutura da turbina foram pesquisadas para modelagem e simulação computacional da TEEH a fim de estimar a viabilidade operacional na região offshore. O método BEM empregado demonstrou ser viável e com potencial de geração energética da ordem de 2,24 MW para intensidade de vento de 8,4 m/s, conforme os parâmetros geométricos e aerodinâmicos empregados para obter a eficiência desejada. O cenário das unidades marítimas de petróleo em plataformas petrolíferas e os FPSOs apresentou uma solução da redução parcial na demanda energética com o uso das tecnologias eólicas. A validação do resultado também atesta o procedimento metodológico adotado quando comparado à turbina eólica de “linha de base NREL.

Possíveis estudos futuros podem ser empregados como dimensionamento de sistemas de turbinas em parques eólicos offshore para suprir demandas energéticas de unidades marítimas de petróleo ou empreendimento costeiros. A finalidade de consolidar e indicar possíveis oportunidades para investimento de energia eólica de forma a gerar ambiental valor para a sociedade e empresas investidoras.

AGRADECIMENTOS

Agradecimento a Universidade Estácio de Sá – Setor de P&D - Curso de Engenharia Mecânica (UNESA), pelo incentivo à pesquisa.

REFERÊNCIAS

ABEEólica; Associação Brasileira de Energia Eólica. Os bons ventos do Brasil, infovento 19. Disponível em: < http://abeeolica.org.br/2021/?post_type=docs&tax=dados-abeeolica>; fevereiro 2021.

ANDERSON JR, J. D.; Fundamentals of aerodynamics. 5. Ed. McGraw Hill, 2010.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica.; Matriz energética cresce 383,66 MW em março e 682,61 MW no primeiro trimestre de 2021; abril 2021.

AMARANTE, O . A.; BROWER, M.; ZACK, J. Atlas do Potencial Eólico Brasileiro. Rio de Janeiro, 2001.

AKIMOTO, Hiromichi; TANAKA, Kenji; UZAWA, Kiyoshi. Floating axis wind turbines for offshore power generationa conceptual study. environmental research letters, Environ. Res. Lett. 6 (2011) 044017, 4 nov. 2011. doi:10.1088/1748-9326/6/4/044017, p. 7.

CASTRO, Nivalde de; LIMA, Antônio; HIDD, Gabriel; VARDIERO, Pedro. Perspectivas da Energia Eólica offshore. Agência Canal Energia. Rio de Janeiro, 06 de agosto de 2018.

CORKE, Thomas; NELSON, Robert. Wind Energy Design. 1. ed. CRC Press, 2018. 352 p. ISBN-10: 1138096024. April 12, 2018.

COUTINHO, Felipe Rodrigues. Metodologia híbrida CFD/BEM para a estimativa do desempenho de turbinas eólicas de eixo horizontal, Rio de Janeiro Dezembro de 2017.

DRUMM, Fernanda Caroline; GERHARDT, Ademir Eloi; FERNANDES, Gabriel D'avila; CHAGAS, Patricia; SUCOLOTT, Mariana Scheffer; KEMERICH, Pedro Daniel da Cunha. Poluição atmosférica proveniente da queima de combustíveis derivados do petróleo em veículos automotores, Revista do Centro do Ciências Naturais e Exatas - UFSM. Revista Eletronica em Gestão, Educação e Tecnologia Ambiental – REGET, e-ISSN 2236 1170, Abr, 2014.

DUTRA, Ricardo. energia eólica princípios e tecnologias. 1º. ed. CRESESB: Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito, 2008.

EPE, Empresa de pesquisa energetica. Roadmap Eólica Offshore Brasil: ,4 jan.2020. Disponível em: <<https://storymaps.arcgis.com/stories/85011a3a5b5e4208abccf546cdd0de2f>>

FILHO, Oyama Douglas Queiroz de Oliveira. Uma metodologia simplificada para estimativa do aproveitamento eólico offshore no litoral Brasileiro estudo de caso: a ilha de itamaracá/PE. RECIFE, agosto, 2011.

FEDRIGO, Natália Sens; GONÇALVES, Guilherme; LUCAS, Paulo Figueiredo; GHISI, EneDir. Usos Finais de Energia Elétrica no Setor Residencial Brasileiro. Florianópolis, janeiro de 2009

GWEC -A , Global Wind Energy Council. Wind Power a cornerstone of the Global Economic Recovery: ES-Green-Recovery-Statement. Disponível em: <<https://gwec.net/wind-industry-statement-on-economic-recovery-from-covid-19/>>. Acesso em: 24 maio 2020.

GWEC , Global Wind Energy Council, Global Wind Report 2021, 25 março,2021. Disponível em: < <https://gwec.net/global-wind-report-2021/> >. Acesso em: 29 abril 2021.

HANSEN, M. O. Aerodynamics of wind turbines. Londres: Earthscan. (2008).

HERNÁNDEZ, Willmari Dayana Suárez. Análise do desempenho de uma turbina de eixo vertical de pás dobráveis, através de estudos analítico, numérico e experimental. Itajubá, MG - Brasil, 2016.

IEA, International Energy Agency. Offshore Wind Outlook 2019. Disponível em : <https://www.iea.org/reports/offshore-wind-outlook-2019>. Acesso em: 05/08/2020.

IRENA, International Renewable Energy Agency, Future of wind: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects (A Global Energy Transformation paper), Abu Dhabi, 2019.

JAMIESON, Peter. Innovation in Wind Turbine. Design. 2°. ed. Strathclyde University, UK: John Wiley & Sons Ltd, 2018. 482 p. ISBN 9781119137900.

JONKMAN, J., J.; BUTTERFIELD, S.; MUSIAL, W.; SCOTT, G. Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development: Technical Report NREL/TP-500-38060. National Renewable Energy Laboratory, p. 1-75, 21 fev. 2009.

MAIOLINO, Priscilla; Análise Dinâmica de Turbina Eólica Offshore do Tipo Monocoluna. Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2014.

MANWELL, James, Jon McGowan, Anthony Rogers. Wind energy explained: theory, design, and application, 2nd ed; Wiley.; 2009; ISBN 978-0-470-01500-1.

MARGOTTO, Bruno Henrique Marques; Oliveira, Sara Martins de. Comparação entre o método de projeto de turbinas eólicas e CFD para o experimento NREL phase vi. vitória, 2017

MARTEN, David; WENDLER, Juliane. QBlade Guidelines v0.6. January 18, 2013. Disponível em: http://q-blade.org/project_images/files/guidelines_v06.pdf.

MELO, Martins de, Gilberto; ALEX, Mauricio Araujo. Um estudo da viabilidade de pequenos aerogeradores na produção de energia elétrica. Recife, 2009.

MME, Ministério de Minas e Energia. Número de usinas eólicas se aproxima de 500 instalações no país. 19/maio/2017. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/numeros-de-usinas-eolicas-se-aproximam-de-500-instalacoes-no-pais>. acesso em: 12 out. 2019.

MORAIS, Adriano Átima de. Análise Numérico-Experimental da pá eólica do aerogerador modelo verne 555. Distrito Federal, 2017.

NGHIEM, Aloys; PINEDA, Iván. Wind energy in Europe: Scenarios for 2030. *Wind Europe*, p. 32, 1 set. 2017

OHLENFORST, Karin, SAWYER, Steve, DUTTON, Alastair, BACKWELL, Ben, FIESTAS, Ramon, LEE, Joyce, QIAO, Liming, ZHAO, Feng, BALACHANDRA, Naveen. *Global wind report 2018*. GWEC - Global Wind Energy, p. 61, 17 abr. 2019.

OLIVEIRA, Maurício Figuiere de; *Metodologia de aplicação de fontes renováveis para plataformas marítimas de produção de petróleo e Gás natural*. São Paulo, 2013.

PAVINATTO, Eduardo Fiorini; *Ferramenta para Auxílio à análise de viabilidade da conexão de Parques Eólicos à Rede Elétrica*, Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2005.

PEREIRA, José Antônio Maciel; JESUS, João Damasceno de; CARVALHO, Eduardo Atem de; *caracterização dos sistemas de geração elétrica dos fpsos em operação no brasil*. ENGEVISTA, V. 17, n. 3, p. 433-443, setembro 2015

PINTO, M. O. *Fundamentos de Energia Eólica*. Livros Técnicos e Científicos Editora Ltda., 2013.

QASIM, A.Y., R. Usubamato, Z. M. Zain, Ghulam Abdul Quadir. *Design of flat vanes vertical axis wind turbine*, *Elixir Mech. Eng.* 45 (2012) 7704-7708.

RAGHEB, M.; *Optimal rotor tip speed ratio*, 2014. Disponível em: http://mragheb.com/NPR_E%20475%20Wind%20Power%20Systems/Optimal%20Rotor%20Tip%20Speed%20Ratio.pdf.

SANTOS, Rafael Macedo da Rocha. *Desenvolvimento Econômico e Preservação do Meio Ambiente: uma Relação Possível ?*: III Prêmio Serviço Florestal Brasileiro em Estudos de Economia e Mercado Florestal, 2015.

SOUZA, Sthefany Fernandes de. *Análise e Simulação de Turbinas Eólicas de Eixo Vertical (Darrieus e Lenz2) e horizontal para o Dimensionamento de Geradores Elétricos*. Campo Grande, 2018.

SILVA, Amanda Jorge Vinhoza de Carvalho; *Potencial Eólico Offshore no Brasil: Localização de Áreas Nobres através de Análise Multicritério*. Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2019.

SILVA, R. F., *emulação de uma turbina eólica e controle vetorial do gerador de indução rotor gaiola de esquilo para um sistema eólico*, Rio de Janeiro, RJ, 2012

UCZAI, *Energias renováveis: riqueza sustentável ao alcance da sociedade*, Série cadernos de altos estudos; n. 10, Conselho de Altos Estudos e Avaliação Tecnológica, 2012. ISBN 978-85-736-5974-0.

VITERBO, Jean Carlo, *Geração de energia elétrica a partir da fonte eólica offshore*, Escola politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.

WANG, Z., Tian, W., & Hu, H. *A Comparative study on the aeromechanic performances of upwind and downwind horizontal-axis wind turbines*. *Energy Conversion and Management*, 163, pg 100–110, 2018.

WENZEL, Guilherme München, Projeto aerodinâmico de pás de turbinas eólicas de eixo horizontal. Porto Alegre, novembro de 2007.

WU, Xiaoni; HU, Yu Hu; LIA, Ye; YANG, Jian; DUANA, Lei; WANG, Tongguang; ADCOCKG, Thomas; JIANGH, Zhiyu; GAO, Zhen; LIN, Zhiliang; BORTHWICK, Alistair; LIAO, Shijun. Foundations of offshore wind turbines: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier Ltd., n. 364-0321, 3 jan. 2019. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.012>, p. 379-393.