

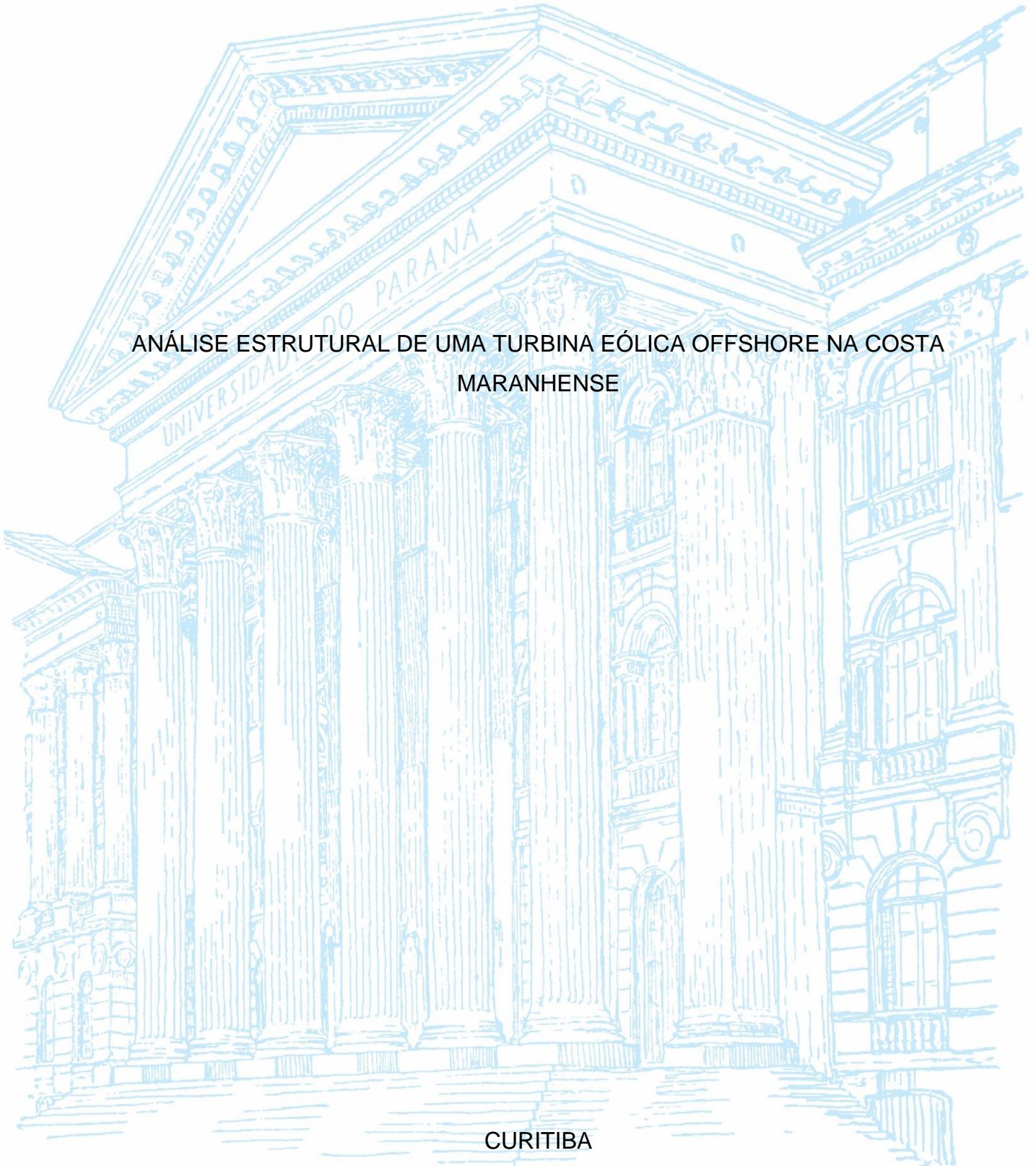
UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

FELIPE CARDOZO PIZATTO

ANÁLISE ESTRUTURAL DE UMA TURBINA EÓLICA OFFSHORE NA COSTA
MARANHENSE

CURITIBA

2023



FELIPE CARDOZO PIZATTO

ANÁLISE ESTRUTURAL DE UMA TURBINA EÓLICA OFFSHORE NA COSTA
MARANHENSE

Trabalho Final de curso apresentada ao curso de Graduação em Engenharia Civil, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia Civil.

Orientador(a): Prof. Dr. Elvidio Gavassoni Neto

CURITIBA

2023

TERMO DE APROVAÇÃO

FELIPE CARDOZO PIZATTO

ANÁLISE ESTRUTURAL DE UMA TURBINA EÓLICA OFFSHORE NA COSTA MARANHENSE

Trabalho Final de Curso apresentada ao curso de Graduação em Engenharia Civil, Setor de Tecnologia, Universidade Federal do Paraná, como requisito parcial à obtenção do título de Bacharel em Engenharia Civil.

Prof(a). Dr(a)./Msc. _____

Orientador(a) – Departamento _____, INSTITUIÇÃO

Prof(a). Dr(a)./Msc. _____

Departamento _____, INSTITUIÇÃO

Prof(a). Dr(a)./Msc. _____

Departamento _____, INSTITUIÇÃO

Curitiba, 30 de junho de 2023.

Mantenha essa página em branco para inclusão do termo/folha de aprovação assinado e digitalizado.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar a Deus, pela vida, e por ter me sustentado nessa jornada e por me capacitar a chegar até aqui.

A minha família, por estarem comigo em todos os momentos, pelo apoio e amor incondicional. Em especial aos meus pais Vilmar e Emilse; a minha irmã Aline; aos meus avós maternos Atilano e Pedrinha; e a minha avó paterna Zélia.

Ao professor Gavassoni, pela paciência e orientação nesse trabalho; por apresentar novas perspectivas sobre a engenharia civil; e pela amizade e ensinamentos durante o PET e a graduação.

Aos amigos que estiveram comigo durante essa jornada, pela amizade e companheirismo. Em especial ao Jhonny, Gabriel Yagnycz, Jhonatan Lutes e Náthali Giacomini.

Ao engenheiro Tainan Tomaz pelo auxílio na fase inicial desse trabalho e pelos ensinamentos durante o estágio.

RESUMO

Atualmente existe uma grande demanda por energia limpa no mundo, sendo fundamental para o desenvolvimento e reestruturação da matriz energética dos países. A ONU coloca a energia limpa e acessível como um dos objetivos de desenvolvimento sustentável no Brasil. A energia eólica é uma das alternativas para a geração de energia sem emissão de poluentes e gases do efeito estufa. Destaca-se, a implementação das turbinas eólicas em ambiente marítimo, possuindo maior potencial energético que as turbinas eólicas construídas em terra. Entretanto, as turbinas eólicas offshore estão sujeitas a cargas ambientais provenientes de ondas e correntes marinhas, necessitando de uma estrutura mais robusta para resistir aos esforços gerados por essas ações. Por se tratar de estruturas com custo bem elevado, o dimensionamento se torna fundamental para a otimização estrutural a fim de garantir a viabilidade econômica e a estabilidade da estrutura. No Brasil, os estudos nessa área ainda são escassos, apesar do grande potencial eólico offshore no país. Para o desenvolvimento do estudo sobre o tema, foi proposta uma turbina eólica de 5 MW padronizada pelo NREL, a ser implementada na costa do Maranhão, próxima a Baía de São Marcos. A região possui um bom potencial eólico e uma previsão de retorno financeiro adequado, justificando a escolha do local. Para o dimensionamento será realizado apenas análise de carregamentos estáticos. Os resultados obtidos serão utilizados para a avaliação de tensões e deformações na estrutura proposta, com o objetivo de analisar a estabilidade estrutural dos componentes da turbina.


Palavras-chave: Estruturas offshore; Análise estática; Energia eólica.

ABSTRACT

Currently there is a great demand for clean energy in the world, being fundamental for the development and restructuring of the energy matrix of the countries. The UN places clean and affordable energy as one of the sustainable development goals in Brazil. Wind energy is one of the alternatives for the generation of energy without emission of pollutants and greenhouse gases. It is noteworthy the implementation of wind turbines in the maritime environment, having greater energy potential than wind turbines built on land. However, offshore wind turbines are subject to environmental loads from waves and marine currents, requiring a more robust structure to resist the efforts generated by these actions. Because they are structures with very high cost, the dimensioning becomes fundamental for the structural optimization in order to guarantee the economic viability and stability of the structure. In Brazil, studies in this area are still scarce, despite the great offshore wind potential in the country. For the development of the study on the subject, a 5 MW wind turbine standardized by NREL was proposed, to be implemented on the coast of Maranhão, near the Bay of São Marcos. The region has a good wind potential and an adequate financial return forecast, justifying the choice of location. For the design ~~will be~~ performed only ~~analysis~~ of static loads. The results obtained ~~will be~~ used for the evaluation of stresses and deformations in the proposed structure, with the objective of analyzing the structural stability of the turbine components.

Keywords: Offshore structures; static analysis; wind energy.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 - EVOLUÇÃO DAS TURBINAS EÓLICAS.....	16
FIGURA 2 - TIPOS DE FUNDAÇÃO FIXA EM TURBINAS EÓLICAS OFFSHORE .	18
FIGURA 3 - TIPOS DE FUNDAÇÃO FLUTUANTE EM TURBINAS EÓLICAS OFFSHORE	19
FIGURA 4 – LOCAL DE IMPLANTAÇÃO DA TURBINA	22
FIGURA 5 - VELOCIDADES MÉDIAS ANUAIS NO LITORAL BRASILEIRO.....	23
FIGURA 6 – MAPA DE ACELERAÇÃO SÍSMICA NO BRASIL – REGIÃO ESCOLHIDA EM DESTAQUE	26
FIGURA 7 – COMPONENTES PRINCIPAIS DE UMA TURBINA EÓLICA	28
FIGURA 8 – MODELO DA SEÇÃO TRANSVERSAL DAS PÁS	32
FIGURA 9 - REPRESENTAÇÃO TRIDIMENSIONAL DO MODELO SIMPLIFICADO DA PÁ	33
FIGURA 10 – DIMENSÕES DO MODELO SIMPLIFICADO DA PÁ (EM METROS).	33
 FIGURA 11 – MODELO SIMPLIFICADO DA TORRE.....	38
FIGURA 13 - MODELO ESTRUTURAL DA PÁ.....	43
FIGURA 14 - ESFORÇOS INTERNOS NA PÁ.....	44
FIGURA 15 - MODELO ESTRUTURAL DA TORRE – CARGAS EM KN	47
FIGURA 16 - ESFORÇOS INTERNOS NA TORRE.....	48
FIGURA 17 - MODELO ESTRUTURAL DO MONOPILE – CARGAS EM KN.....	54
FIGURA 18 - ESFORÇOS INTERNOS NO MONOPILE	54

LISTA DE QUADROS

QUADRO 1 - RESUMO DOS DADOS AMBIENTAIS DA REGIÃO	26
QUADRO 2 - DIMENSÕES E PROPRIEDADES DA TURBINA.....	28
QUADRO 3 - DIMENSÕES E PROPRIEDADES DA TORRE.....	29
QUADRO 4 - DIMENSÕES E PROPRIEDADES DO MONOPILE	30
QUADRO 5 - PROPRIEDADES GEOMÉTRICAS.....	34
QUADRO 6 - PARÂMETROS DE CÁLCULO DE CARGAS DA TURBINA	35
QUADRO 7 - AÇÕES ATUANTES NA TURBINA	36
QUADRO 8 - CARGAS DE VENTO NA TORRE PARA VENTO OPERACIONAL....	38
QUADRO 9 - CARGAS DE VENTO NA TORRE PARA VENTO DE PROJETO.....	39
QUADRO 10 - PARÂMETROS DE CÁLCULO DE CARGAS DA TORRE	39
QUADRO 11 - AÇÕES ATUANTES NA TORRE	39
QUADRO 12 - PARÂMETROS DE CÁLCULO DE CARGAS DO MONOPILE	42
QUADRO 13 - AÇÕES ATUANTES NO MONOPILE.....	42
QUADRO 14 - RESUMO DAS TENSÕES ATUANTES NA PÁ.....	45
QUADRO 15 - DESLOCAMENTOS NA PÁ	46
QUADRO 16 - RESUMO DAS TENSÕES NA TORRE	50
QUADRO 17 - DESLOCAMENTOS DA TORRE.....	51
QUADRO 18 - PARÂMETROS PARA VERIFICAÇÕES DE ESTABILIDADE DA TORRE	53
QUADRO 19 – RESUMO DAS VERIFICAÇÕES PARA ESTABILIDADE DA TORRE	53
QUADRO 20 - RESUMO DE TENSÕES NO MONOPILE	58
QUADRO 21 - PARÂMETROS PARA VERIFICAÇÕES DE ESTABILIDADE DO MONOPILE	60
QUADRO 22 – RESUMO DAS VERIFICAÇÕES PARA ESTABILIDADE DO MONOPILE	62
QUADRO 23 - RESUMO DAS VERIFICAÇÕES ESTRUTURAIS.....	62

LISTA DE ABREVIATURAS OU SIGLAS

- LCOE - Custo Nivelado de Energia
- IRENA - International Renewable Energy Agency
- NREL - National Renewable Energy Laboratory
- NYSERDA - New York State Energy Research and Development Authority

LISTA DE SÍMBOLOS

- A – área da seção (m^2)
- A – área de incidência do vento (m^2)
- A_{edge} – área de edge da seção das pás (m^2)
- A_{flap} – área de flap da seção das pás (m^2)
- $A_{seção}$ – área da seção das pás (m^2)
- C – coeficiente crítico de flambagem elástica
- C_c – parâmetro de cálculo de tensão admissível para flambagem
- C_d – coeficiente de arrasto
- C_h – coeficiente de flambagem de aro
- C_s – coeficiente de geometria
- D – diâmetro (m)
- d – profundidade sem considerar maré (m)
- D_{sh} – diâmetro externo (m)
- F_a – tensão admissível de compressão para a flambagem (MPa)
- f_a – tensão máxima de compressão (MPa)
- F_{aa} – tensão crítica de flambagem local elástica com coeficiente de segurança (MPa)
- F_b – tensão admissível de flexão (MPa)
- f_b – tensão máxima de flexão (MPa)
- f_{bx} – tensão por flexão no eixo X (MPa)
- f_{by} – tensão por flexão no eixo Y (MPa)
- f_h – tensão devido a pressão hidrostática (MPa)
- F_{ha} – tensão crítica de flambagem elástica de aro com coeficiente de segurança (MPa)
- F_{hc} – tensão crítica de flambagem de aro (MPa)
- F_{he} – tensão crítica de flambagem elástica de aro (MPa)
- F_t – tensão admissível de compressão (MPa)
- F_v – tensão admissível de cisalhamento (MPa)
- F_{vt} – tensão admissível de torsão (MPa)
- f_{vt} – tensão máxima de torsão (MPa)
- f_w – força hidrodinâmica (kN/m)
- f_x – soma das tensões de compressão, flexão e por pressão hidrostática (MPa)
- F_{xc} – tensão crítica de flambagem inelástica (MPa)
- F_{xe} – tensão crítica de flambagem elástica (MPa)

g – aceleração da gravidade (m/s^2)
 G_f – fator de rajada
 h_0^{edge} – distância entre as áreas de flap na base das pás (m^2)
 h_0^{flap} – distância entre as áreas de flap na base das pás (m^2)
 h_{edge} – distância entre as áreas de flap da seção das pás (m^2)
 h_{flap} – distância entre as áreas de flap da seção das pás (m^2)
 H_z – altura da onda de projeto (m)
 I – momento de inércia (m^4)
 I_{edge} – momento de inércia de edge da seção das pás (m^2)
 I_{flap} – momento de inércia de flap da seção das pás (m^2)
 I_p – momento polar de inércia (m^4)
 I_x – momento de inércia no eixo x (m^4)
 K – fator de comprimento efetivo
 L – Comprimento da pá (m)
 l – comprimento efetivo de flambagem do cilindro (m)
 M – momento fletor máximo no elemento (kN.m)
 $m_{bioencrustração}$ – massa da bioencrustração (kg)
 M_e – momento fletor atuante na seção de edge (kN.m)
 M_f – momento fletor atuante na seção de flap (kN.m)
 $m_{monopile}$ – massa da monopile (kg)
 M_t – momento torsor (kN.m)
 m_{torre} – massa da torre (kg)
 $m_{turbina}$ – massa da turbina (kg)
 M_x – momento fletor atuante no elemento (kN.m)
 P – esforço de compressão (kN)
 p – pressão hidrostática (MPa)
 q_a – carga de vento distribuída (kN/m)
 $Q_{máx}$ – força de arrasto máximo (kN)
 r - raio de giração (m)
 S_1 - Fator topográfico
 S_2 – Fator de rugosidade do terreno
 S_3 – Fator estatístico
 SF_b – fator de segurança contra colapso por flexão
 SF_h – fator de segurança contra colapso por pressão hidrostática

SF_x – fator de segurança contra colapso por compressão axial

t – espessura (m)

U – velocidade do vento (m/s)

$U(z)$ – velocidade do vento em função da altitude (m/s)

U_{hub} – velocidade do vento na altitude do HUB (m/s)

w – carregamento atuante no elemento (kN/m)

W_{torre} – peso atuante na torre (kN)

y – distância do centroide da seção até a fibra mais comprimida ou tracionada da seção (m)

z – altitude (m)

z_{hub} – altitude do HUB (m)

α_s – coeficiente da lei de potência do vento

δ_e – deslocamento de um ponto no eixo da carga de edge (m)

δ_f – deslocamento de um ponto no eixo da carga de flap (m)

δ_x – deslocamento total de um ponto (m)

ν – coeficiente de Poisson

π – número pi

$\rho_{\text{água}}$ – densidade da água do mar (kg/m³)

ρ_{ar} – densidade do ar (kg/m³)

$\rho_{\text{pá}}$ – densidade do material das pás (kg/m³)

σ_0 – tensão limite de fadiga da pá (MPa)

σ_e – tensão na seção de edge (MPa)

σ_f – tensão na seção de flap (MPa)

σ_x – tensão na seção da pá (MPa)

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	16
1.1 OBJETIVOS	20
1.2 METODOLOGIA.....	20
2 REVISÃO DE LITERATURA	21
2.1 CARACTERIZAÇÃO DO LOCAL	21
2.1.1 Cargas permanentes	22
2.1.2 Cargas ambientais	23
2.1.2.1 Vento	23
2.1.2.2 Corrente.....	24
2.1.2.3 Ondas	24
2.1.2.4 Terremotos	25
2.1.2.5 Resumo dos dados referentes à fenômenos ambientais.....	26
2.1.3 Características do solo	27
2.2 CARACTERIZAÇÃO DA ESTRUTURA.....	27
3 AÇÕES.....	31
3.1.1 AÇÕES NA TURBINA	31
3.1.1.1 Cargas permanentes	34
3.1.1.2 Cargas móveis.....	34
3.1.1.3 Cargas ambientais.....	35
3.1.1.4 Condições de projeto.....	35
3.1.2 AÇÕES NA TORRE	36
3.1.2.1 Cargas permanentes	36
3.1.2.2 Cargas móveis.....	36
3.1.2.3 Cargas ambientais.....	37
3.1.2.4 Condições de projeto.....	39
3.1.3 AÇÕES NO MONOPILE.....	40
3.1.3.1 Cargas permanentes	40
3.1.3.2 Cargas móveis.....	41
3.1.3.3 Cargas ambientais.....	41
3.1.3.4 Condições de projeto.....	42
4 ANÁLISE ESTRUTURAL	43
4.1 TURBINA.....	43

4.1.1 Esforços internos.....	43
4.1.2 Tensões.....	44
4.1.3 Deslocamentos.....	45
4.1.4 Estabilidade.....	46
4.2 TORRE.....	47
4.2.1 Esforços internos.....	47
4.2.2 Tensões.....	48
4.2.3 Deslocamentos.....	50
4.2.4 Estabilidade.....	51
4.3 MONOPILE.....	54
4.3.1 Esforços internos.....	54
4.3.2 Tensões.....	55
4.3.3 Deslocamentos.....	58
4.3.4 Estabilidade.....	58
4.4 RESUMO DOS RESULTADOS.....	62
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	64
5.1 RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	65
REFERÊNCIAS.....	66

1 INTRODUÇÃO

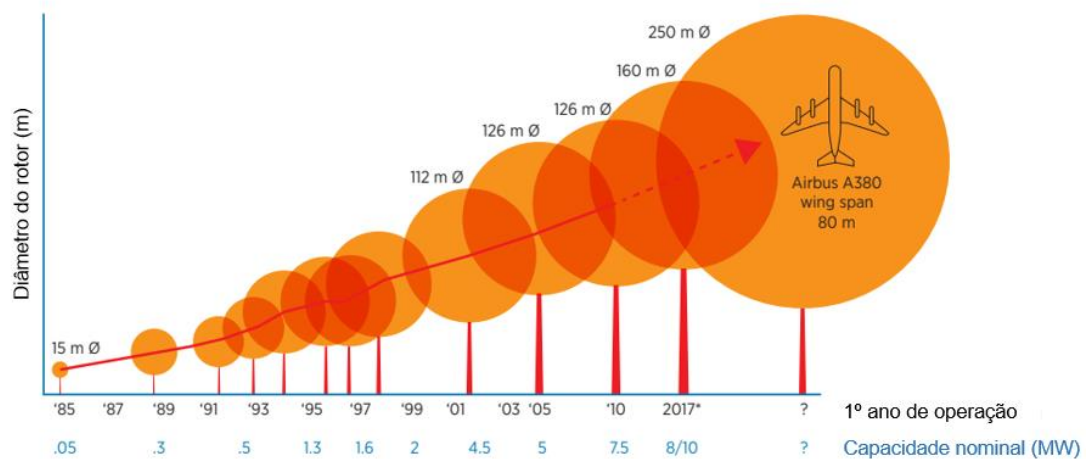
As fontes de energia limpas e renováveis são fundamentais para o desenvolvimento e reestruturação da matriz energética dos países, que é um dos objetivos de desenvolvimento sustentável da ONU (ONU, 2015). Portanto, espera-se uma demanda crescente no mundo por fontes de **energia verde**.

A energia eólica se destaca como uma das soluções para atender a essa demanda, uma vez que é uma fonte com zero emissões de poluentes e tem baixo impacto ambiental (ZWIERZIKOWSKI, 2019).

As turbinas eólicas podem ser construídas em terra ou no mar, sendo que a alternativa offshore tem como vantagem um maior potencial energético, uma vez que é operada em um ambiente com regime eólico mais constante e com velocidades mais elevadas (HARRIGER, 2011).

A tecnologia das turbinas eólicas tem avançado rapidamente nos últimos anos, permitindo um aumento da capacidade instalada por turbina. Em 1985 as turbinas tinham capacidade para 0,05 MW. Em 1999, a capacidade aumentou para 2 MW (FERREIRA, 2020). A Figura 3 apresenta um gráfico ilustrando a evolução da capacidade e dimensões das turbinas eólicas a partir de 1985.

FIGURA 1 - EVOLUÇÃO DAS TURBINAS EÓLICAS



FONTE: FERREIRA ADAPTADO (2020).

Segundo dados mais recentes a respeito de turbinas eólicas offshore, a capacidade base em 2019 era de 6 MW e as projeções para 2030 indicam turbinas com capacidade entre 12 e 18 MW (NREL, 2021).

Apesar das dificuldades técnicas desse tipo de estrutura, sua implementação é viável e já vem sendo realizada no mundo, no Brasil os estudos sobre o tema ainda são escassos, apesar do grande potencial energético do país (SILVA et al., 2022).

No Brasil ainda não existem turbinas eólicas offshore construídas, porém diversos países apresentam várias fazendas eólicas offshore, principalmente na Europa e Ásia. Em 2022 a China foi o país do mundo com maior capacidade instalada em usinas eólicas construídas no mar, possuindo um total de 26.563 MW instalados em turbinas operando. Na Europa os países banhados pelo mar do Norte são os que mais utilizam essa tecnologia. Reino Unido, Alemanha, Países Baixos e Dinamarca continuam o ranking dos países com maior potência instalada em 2022 (HERZIG, 2023).

Apesar das vantagens sobre as turbinas eólicas onshore, o sistema offshore tem um custo até 150% maior (SILVA et al., 2022). O custo mais elevado ocorre porque as turbinas offshore geralmente são maiores e estão sujeitas a cargas mais elevadas e complexas, devido ao ambiente em que estão construídas. Estruturas em ambiente marinho estão sujeitas a cargas hidrodinâmicas, provocadas pelas correntes e ondas.

A análise correta dessas ações é crucial para o projeto desse tipo de turbina eólica. A avaliação das cargas marítimas atuantes em turbinas eólicas é um desafio, pois depende de dados de ondas, correntes marítimas, barcos que transitam nas proximidades, regime de ventos e atividade sísmica no local. Esses dados são necessários para levantar corretamente as cargas aerodinâmicas; cargas de arrasto geradas pelo vento; cargas hidrodinâmicas geradas por ondas, corrente marítima e gelo; cargas de manutenção e cargas acidentais devido a colisão de navios (DAMIANI, 2016).

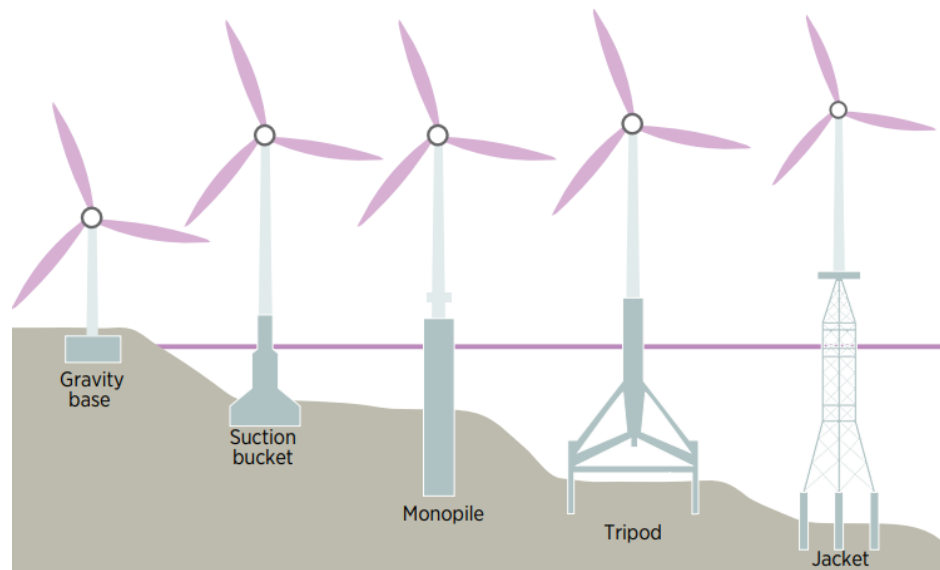
As turbinas offshore têm outro desafio que são os aspectos construtivos da estrutura, pois sua execução é mais complexa do que a implantação de uma turbina onshore. A implementação depende do tipo de fundação escolhida, da disponibilidade da embarcação e das condições ambientais.

Outro fenômeno que afeta todas as estruturas offshore é a bioencrustação (*marine growth*). A bioencrustação consiste na fixação de organismos marinhos, normalmente algas marinhas, cracas e mexilhões, que se fixam à estrutura submersa (NOLAN, 2011). A ocorrência desse fenômeno acontece principalmente em profundidades próximas a superfície, porém podem chegar a profundidades de até 60

metros (API, 2000). O principal efeito da bioencrustação nas estruturas offshore é o aumento da rugosidade da estrutura, o que resulta em um aumento das forças hidrodinâmicas (API, 2000).

A fundação pode ser fixa ou flutuante, sendo que em profundidades de até 50 metros as fundações fixas são mais econômicas e também as mais utilizadas (FERREIRA, 2020). As soluções fixas incluem fundações *monopile*, *gravity base*, *suction bucket*, *tripod*, *tri-pile*, *jacket* e *high-rise pile cap*. A Figura 1 ilustra os tipos de fundação fixa para turbinas eólicas offshore.

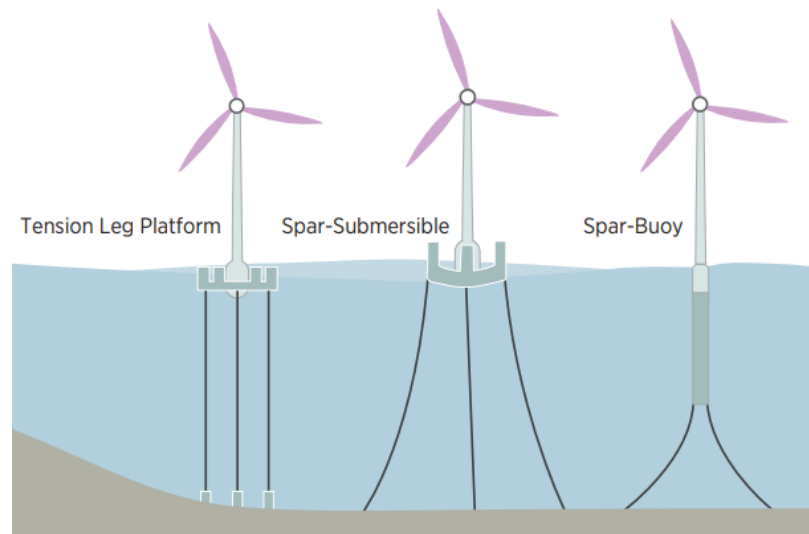
FIGURA 2 - TIPOS DE FUNDAÇÃO FIXA EM TURBINAS EÓLICAS OFFSHORE



FONTE: FERREIRA (2020).

Para as turbinas eólicas flutuantes, a fundação pode ser do tipo *spar-buoy*, *spar-submersible* e *tension leg platform* (FERREIRA, 2020). A Figura 2 ilustra os tipos de fundação flutuantes para turbinas eólicas offshore.

FIGURA 3 - TIPOS DE FUNDAÇÃO FLUTUANTE EM TURBINAS EÓLICAS OFFSHORE



FONTE: FERREIRA (2020).

A fundação monopile consiste em uma estaca fixada no fundo do mar que sustentará a torre e a turbina, esse também é o tipo de fundação mais utilizado (FERREIRA, 2020).

No mundo existem normativas que tratam diretamente do dimensionamento de turbinas eólicas, abordando estruturas de suporte (DNVGL-ST-0126: *Support structures for wind turbines*); os carregamentos e condições locais (DNVGL-ST-0437: *Load and site conditions for wind turbines*); transporte e instalação (DNVGL-ST-0054: *Transportation and installation of offshore wind turbines*); e proteção contra corrosão (DNVGL-RP-0416: *Corrosion protection of offshore wind turbines*). Essas normas foram desenvolvidas pela DNV, uma instituição privada, especializada em garantia e consultoria de risco, tendo grande experiência no setor da indústria marítima (DNV, 2023).

Dentre as regiões brasileiras, a costa do Nordeste é a região com maior viabilidade para construção de fazendas eólicas offshore (SILVA, 2019). A viabilidade de investimento depende dos custos de implantação e do potencial de geração do local. A faixa que compreende a costa do Maranhão até a costa do Rio Grande do Norte, é a porção do litoral brasileiro com maior potencial de geração de energia eólica e apresenta baixo custo de implantação (SILVA, 2019). Isso ocorre devido ao regime de ventos da região, que apresenta velocidades altas e constantes e baixa profundidade do mar (até 20 metros), o que reduz os custos de implantação.

O Custo Nivelado de Energia (LCOE), que consiste na razão entre a soma de todos os custos necessários para a produção de energia e a quantidade total de energia produzida durante a vida útil da estrutura geradora, é um importante indicador da viabilidade econômica para a implantação de qualquer sistema gerador de energia.

O LCOE para turbinas eólicas offshore na região entre o litoral maranhense e o litoral do Rio Grande do Norte fica entre US\$ 70/MWh e US\$ 107/MWh (SILVA, 2019). Segundo a International Renewable Energy Agency (IRENA), o LCOE médio no mundo é de US\$ 115/MWh, indicando que a região nordeste apresenta um potencial eólico capaz de viabilizar o investimento em fazendas eólicas offshore (SILVA, 2019).

Neste estudo será desenvolvido o cálculo das cargas estáticas atuantes em uma torre eólica offshore, e o dimensionamento dos componentes da torre. A estrutura analisada consiste em uma torre com fundação monopile, que suportará a turbina eólica de referência de 5 MW do NREL. Será considerado que a torre estará localizada perto da Baía de São Marcos, em São Luís do Maranhão. A localização foi escolhida devido ao bom potencial de energia eólica (SILVA et al., 2022).

1.1 OBJETIVOS

O presente trabalho tem por objetivo realizar o dimensionamento pelo método das tensões admissíveis da estrutura de uma torre eólica offshore, localizada próxima da Baía de São Marcos, em São Luis do Maranhão.

1.2 METODOLOGIA

Para atingir o objetivo escolhido, o presente trabalho inicia-se com a revisão bibliográfica dos temas correlatos e segue com a caracterização da turbina e do local de implantação da torre eólica, com dados de dimensões de cada componente, dados ambientais de vento e condições marítimas. Após o levantamento dos dados da torre e do local, serão calculadas as ações atuantes na estrutura. Na sequência, será calculado os esforços internos; tensões; deslocamentos; e condições de estabilidade em cada elemento estrutural. Por fim, será avaliado se a estrutura suporta os esforços dentro dos critérios apresentados no trabalho.



2 REVISÃO DE LITERATURA

Os itens a seguir abordarão os conceitos necessários para a realização de estudos sobre cargas de vento, cargas hidrodinâmicas, dimensionamento estrutural e parâmetros de cálculo de cargas em torres eólicas offshore. O entendimento desses temas em conjunto com a caracterização da torre e do local de implantação, permite o dimensionamento adequado da estrutura.

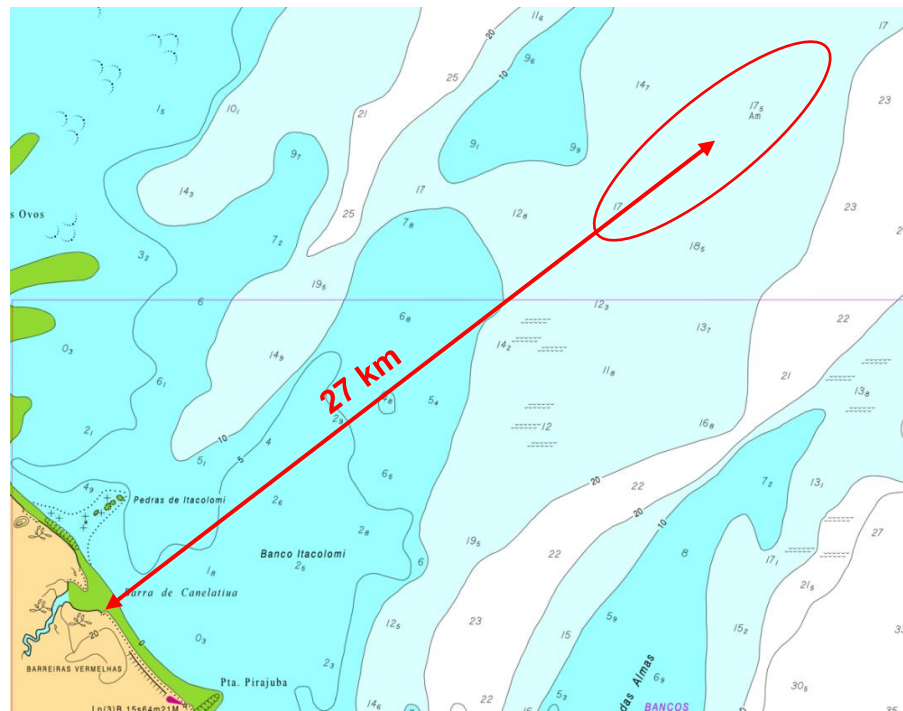
2.1 CARACTERIZAÇÃO DO LOCAL

Na análise estrutural da torre eólica offshore, são utilizados parâmetros que dependem do ambiente em que a estrutura está situada.

As turbinas eólicas offshore, por estarem situadas em um ambiente marinho, estão sujeitas a fenômenos naturais do local. Em razão disso, a localidade deve estar especificada antes do dimensionamento, visto que as condições ambientais que determinam parâmetros de projeto, como altura de ondas e marés, variam com a posição geográfica em que a estrutura se encontra (API, 2000).

Para esta análise, adotou-se a região próxima à cidade de São Luís, no estado do Maranhão, nordeste do Brasil. A região está em uma área com bom potencial para energia eólica offshore (SILVA, 2019). Outro fator que contribuiu para a escolha é a proximidade com o Porto de Itaqui - MA, que poderá facilitar as operações em período de construção, sua implantação e em futuras ações de manutenção. A região escolhida, distante 27 km da costa, localizada aproximadamente nas coordenadas 2°3'8.50"S 44°13'44.43"W, é adotada como mostra a Figura 4.

FIGURA 4 – LOCAL DE IMPLANTAÇÃO DA TURBINA



FONTE: Carta Náutica da Marinha (2022) - Adaptada.

Os dados necessários para obter as cargas estão descritos abaixo.

2.1.1 Cargas permanentes

Cargas permanentes são as cargas que atuam na estrutura de forma constante durante toda a vida útil da estrutura. As turbinas eólicas offshore possuem como cargas permanentes o peso próprio atuando em toda a estrutura; e a pressão hidrostática, atuante na parte submersa da estrutura. O peso próprio será abordado adiante.

Para a determinação das cargas hidrostáticas, são necessários dados da profundidade e maré do local.

A profundidade da região escolhida atinge até 17 metros no nível médio do mar baixo da maré de sizígia (MARINHA DO BRASIL, 2022), e a variação da maré para a região é de 6,5 metros (MARINHA DO BRASIL, 2022). Portanto, a profundidade variará de 17 metros a 23,5 metros, o que é adequado para fundação em monopile (NASAB et al., 2022).

Adota-se então, a profundidade de 23,5 metros para o cálculo das pressões estáticas externas e do empuxo.



2.1.2 Cargas ambientais

As cargas ambientais atuantes na estrutura ocorrem devido ao vento; correntes marítimas; ondas; terremotos; e movimentação do solo.

Os dados relativos a cada um dos fenômenos ambientais atuantes serão abordados na sequência.

2.1.2.1 Vento

Serão considerados dois cenários de ações devido ao vento: cenário operacional e cenário extremo. Portanto, para a análise das ações geradas pelo vento será necessário obter duas velocidades de vento: a velocidade média e a velocidade de projeto.

A velocidade média de vento na região, a uma altitude de 100 metros em relação ao nível do mar, se enquadra em uma faixa de 8,0 a 9,5 m/s (SILVA, 2019). A Figura 2 apresenta as velocidades médias anuais na costa brasileira.

FIGURA 5 - VELOCIDADES MÉDIAS ANUAIS NO LITORAL BRASILEIRO



FONTE: Potencial eólico offshore no Brasil: localização de áreas nobres através de análise multicritério (adaptado) (SILVA, 2019).

Nesse estudo será adotada uma velocidade média de 8,75 m/s, sendo a média para a região.

O vento básico de projeto da região é de 30 m/s conforme NBR 6123 (ABNT, 1988). Para determinar a velocidade característica, utiliza-se um fator topográfico (S1), um fator da rugosidade do terreno e das dimensões da estrutura (S2) e um fator estatístico (S3). Os fatores estão descritos abaixo:

- a) Fator S1 = 1,0 (terreno plano);
- b) Fator S2 = 1,24 (considerando torre de 90 m de altura);
- c) Fator S3 = 0,95 (baixo fator de ocupação).

A velocidade de projeto é obtida multiplicando-se a velocidade básica pelos fatores, resultando em uma velocidade de 35,34 m/s.


2.1.2.2 Corrente

As correntes marítimas são causadas pelo movimento das marés e exercem pressão sobre as estruturas submersas. As correntes variam em direção ao longo do dia, para a análise foram selecionadas as maiores velocidades na direção do mar e na direção terrestre. A maior velocidade em direção à terra é de 1,6 nós (0,82 m/s) e na direção do mar é de 3,7 nós (1,90 m/s) (MARINHA DO BRASIL, 2022).

Como a região tem grandes amplitudes de maré, um fator de majoração deve ser usado para determinar as velocidades de corrente de projeto. De acordo com a Carta de Correntes de Maré da Marinha do Brasil (MARINHA DO BRASIL, 2022), a maior amplitude é de 6,5 metros e o fator de aumento correspondente na velocidade da corrente é de 1,4. Usando este fator, as velocidades aumentadas resultantes são de 2,24 nós (1,15 m/s) no sentido terra e 5,18 nós (2,67 m/s) no sentido mar (MARINHA DO BRASIL, 2022).

2.1.2.3 Ondas

A altura significativa da onda, a altura máxima da onda e o período de pico não foram encontrados para a região, por isso, a fim de dar sequência no trabalho, foram utilizados os dados obtidos pela boia meteoceanográfica de Fortaleza, por ser a boia mais próxima disponibilizada pela Marinha do Brasil. A posição da boia é dada pelas coordenadas Lat 03°12.82'S / Long 038°25,95'W (MARINHA DO BRASIL, 2023). Os dados fornecidos mostram valores de novembro de 2016 a maio de 2018.

A altura máxima de onda é de 5,87 metros com um período de pico correspondente de 7,7 segundos. As medidas das ondas foram realizadas a uma profundidade de 1,5 metros (MARINHA DO BRASIL, 2023). 

2.1.2.4 Terremotos

A ocorrência de sismos causa vibrações nas estruturas podendo levar a danos de diferentes graus, dependendo da intensidade do sismo e da estrutura atingida. Estruturas construídas em regiões com atividade sísmica ativa devem considerar o efeito de terremotos na análise estrutural. Nesses casos, é necessária uma investigação geotécnica para verificar a possibilidade de ocorrência de fenômenos como instabilidades devido a liquefação do solo; escorregamentos submarinos provocados por sismos; proximidade da estrutura de falhas geológicas; e a movimentação de solo esperada durante a vida útil da estrutura (API, 2000).

O comportamento da estrutura durante o sismo pode ser melhor verificado através de uma análise dinâmica.

Turbinas eólicas apresentam uma grande massa localizada na extremidade de um elemento linear portanto são bem vulneráveis a esse tipo de fenômeno. Em regiões com risco de atividade sísmica é fundamental analisar a resposta da estrutura frente a um sismo.

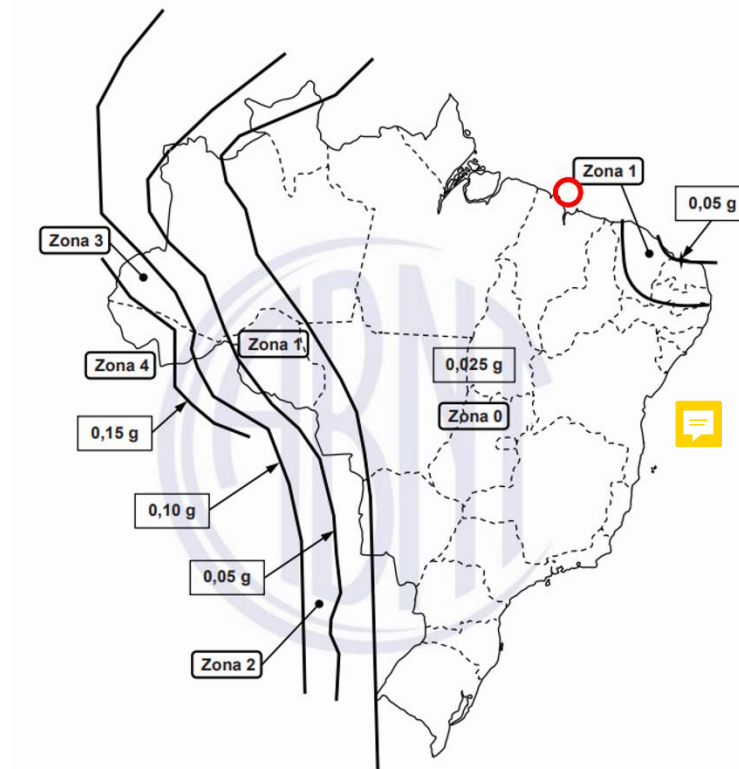
Em regiões que apresentam aceleração horizontal abaixo de 0,05g é provável que outros fenômenos naturais sejam mais críticos em relação ao dimensionamento estrutural. Portanto, nessas regiões a análise sísmica pode ser desconsiderada, uma vez que o dimensionamento para cargas ambientais já vai demandar uma robustez estrutural suficiente em caso de um possível sismo (API, 2000).

A NBR 15421:2006 divide o território nacional em diferentes zonas de acordo com a probabilidade de evento sísmico. Cada zona apresenta diferentes fatores de cálculo de carga e diferentes requisitos estruturais.

A região escolhida para este estudo está localizada dentro da Zona 0, sendo essa a zona com menor probabilidade de evento sísmico. A normativa não apresenta nenhum requerimento de resistência sísmica para as estruturas localizadas dentro da Zona 0 (ABNT, 2006).

A Figura 3 apresenta um mapa com a classificação da atividade sísmica no território brasileiro.

FIGURA 6 – MAPA DE ACELERAÇÃO SÍSMICA NO BRASIL – REGIÃO ESCOLHIDA EM DESTAQUE



FONTE: NBR 15421:2006 (adaptada).

2.1.2.5 Resumo dos dados referentes à fenômenos ambientais

O Quadro 1 apresenta um resumo dos dados ambientais descritos no capítulo.

QUADRO 1 - RESUMO DOS DADOS AMBIENTAIS DA REGIÃO

Símbolo	Grandeza	Valor	Unidade
Δz	Amplitude de maré	6,50	m
z	Profundidade durante maré baixa	17,00	m
z	Profundidade durante maré alta	23,50	m
u	Velocidade de vento - projeto	35,34	m/s
u	Velocidade de vento - operacional	8,75	m/s

u	Velocidade de corrente – sentido mar	2,67	m/s
u	Velocidade de corrente – sentido terra	1,15	m/s
H	Altura máxima de onda	5,87	m
T	Período de pico da onda	7,7	s
z	Profundidade de medição	1,5	m
a	Aceleração sísmica ¹	0,025g	m/s ²
¹ A aceleração sísmica será desconsiderada no projeto, devido a baixa probabilidade de ocorrência de evento sísmico na região (ABNT, 2006).			

FONTE: O autor (2023).

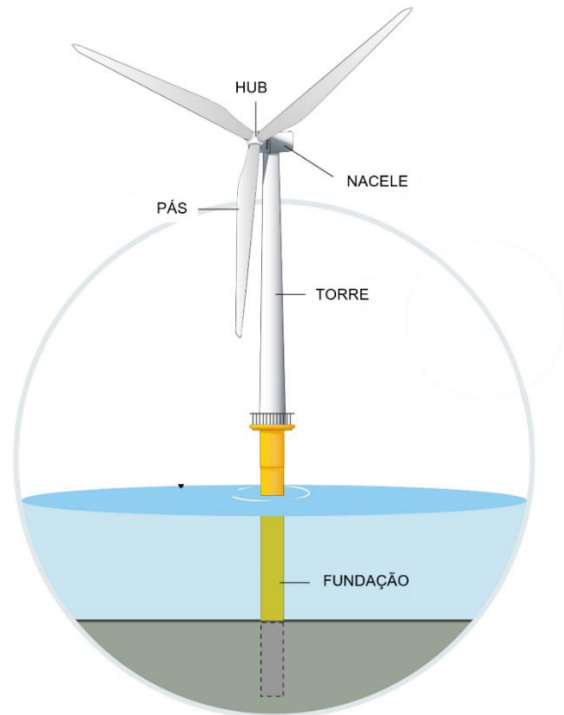
2.1.3 Características do solo

A Carta Geológica (~~SERVIÇO GEOLÓGICO DO BRASIL~~, 2022), indica que o solo do sítio faz parte da formação de Itapecuru, composta por arenito, siltito e xisto. Para mais informações sobre o solo local, é necessário realizar ensaios no local.

2.2 CARACTERIZAÇÃO DA ESTRUTURA

A estrutura de uma turbina eólica offshore consiste em um elemento de fundação; uma torre de sustentação; a nacelle na qual ficarão os equipamentos mecânicos geradores de energia; um HUB unindo as pás; e por fim as pás. A Figura 4 ilustra esses elementos.

FIGURA 7 – COMPONENTES PRINCIPAIS DE UMA TURBINA EÓLICA



FONTE: NYSERDA (adaptado) (NYSERDA, 2023).

Nesse estudo será adotada uma turbina de 5 MW padronizada pelo National Renewable Energy Laboratory (NREL). As principais dimensões referentes a estrutura das pás, nacele, HUB, e torre foram adotadas de acordo com os dados obtidos através do relatório disponibilizado pelo NREL (JONKMAN et al., 2009).

Para a fundação, foi adotada a solução em monopile com as dimensões escolhidas pelo autor, baseado em dimensões comerciais para condições semelhantes (UNIVERSITY OF STRATHCLYDE, 2015).

As dimensões e propriedades dos elementos estruturais estão descritos nos quadros a seguir.

QUADRO 2 - DIMENSÕES E PROPRIEDADES DA TURBINA

Símbolo	Propriedade		Unidade
Pás			
L	Comprimento das pás	61,50	m
-	Material	Fibra de vidro	-
$P_{pá}$	Massa específica	1.900,00	kg/m ³
$m_{pá}$	Massa	17.740 (cada)	kg

E	Módulo de elasticidade	44,00	GPa
σ_0	Tensão limite de fadiga	160,00	Mpa
ν	Coefficiente de Poisson	0,30	-
HUB			
D	Diâmetro	3,00	m
-	Material	Aço ASTM A572 Gr. 50	-
ρ	Peso específico	7.850,00	kg/m ³
m_{HUB}	Massa	56.780,00	kg
E	Módulo de elasticidade	210,00	GPa
f_y	Limite de escoamento	345,00	Mpa
ν	Coefficiente de Poisson	0,30	-
Nacele			
m_{nacele}	Massa	240.000,00	kg
-	Material	Aço ASTM A572 Gr. 50	-
ρ	Peso específico	7.850,00	kg/m ³
E	Módulo de elasticidade	210,00	GPa
f_y	Limite de escoamento	345,00	Mpa
ν	Coefficiente de Poisson	0,30	-

FONTE: HARRIGER (2011).

QUADRO 3 - DIMENSÕES E PROPRIEDADES DA TORRE

Símbolo	Propriedade	Unidade
L	Comprimento	87,60 m
D_{base}	Diâmetro na base	6,00 m

D_{topo}	Diâmetro no topo	3,87	m
t_{base}	Espessura na base	27,00	mm
t_{topo}	Espessura no topo	19,00	mm
-	Material	Aço ASTM A709 Grau HPS 70	-
ρ	Massa específica	8.500,00 ¹	kg/m ³
m_{torre}	Massa	347.460,00	kg
E	Módulo de elasticidade	210,00	GPa
f_y	Limite de escoamento	485,00	Mpa
ν	Coefficiente de Poisson	0,30	-
¹ densidade considerada para cobrir todos os componentes não incluídos no cálculo, como pintura, flanges, parafusos e outros elementos construtivos.			

FONTE: HARRIGER (2011).

QUADRO 4 - DIMENSÕES E PROPRIEDADES DO MONOPILE

Símbolo	Propriedade		Unidade
L	Comprimento	56,00	m
D	Diâmetro	8,00	m
t	Espessura	90,00	mm
-	Material	Aço ASTM A709 Grau HPS 70	-
ρ	Massa específica	7.850,00	kg/m ³
m_{monopile}	Massa	1.000.692,33	kg
E	Módulo de elasticidade	210,00	GPa
f_y	Limite de escoamento	485,00	Mpa
ν	Coefficiente de Poisson	0,30	-

FONTE: O autor (2023).

3 AÇÕES

As ações atuantes na estrutura podem ser classificadas como cargas permanentes; cargas móveis; e cargas ambientais.

Para abranger na análise todos os cenários que podem ocorrer simultaneamente, as tensões geradas pelas ações deverão ser combinadas de acordo com os critérios descritos na norma API RP 2A-WSD.

A estrutura deve ser dimensionada de acordo com os cenários avaliados na condição de projeto que resultarem em maiores tensões na estrutura.

Para os deslocamentos serão consideradas as ações em um cenário operacional, conforme recomendação da NBR 8800:2008 (ABNT, 2008).

Será desenvolvido quatro combinações de cargas a fim de avaliar o comportamento da estrutural em diferentes cenários. As combinações avaliadas serão:

1. Operacional máximo: Condições ambientais operacionais com cargas permanentes e cargas móveis máximas em um cenário operacional;
2. Operacional mínimo: Condições ambientais operacionais com cargas permanentes e cargas móveis mínimas em um cenário operacional;
3. Extremo máximo: Condições ambientais de projeto com cargas permanentes e cargas móveis máximas em um cenário acidental;
4. Extremo mínimo: Condições ambientais de projeto com cargas permanentes e cargas móveis mínimas em um cenário acidental.

3.1.1 AÇÕES NA TURBINA

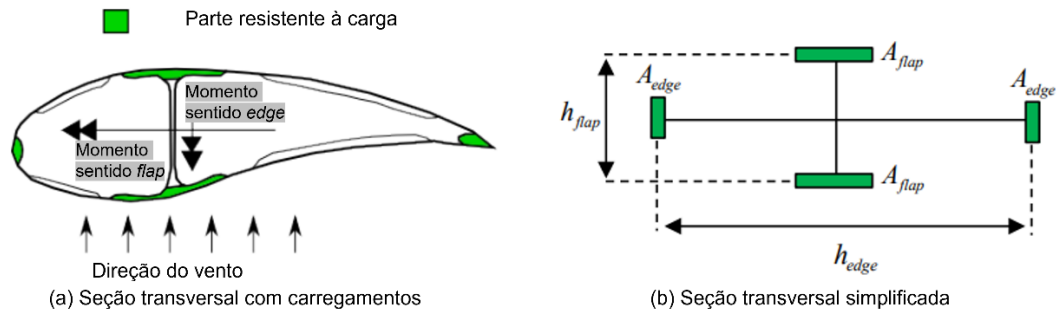
A turbina é a estrutura responsável por transformar a energia cinética proveniente do vento em energia elétrica.

Os componentes mecânicos responsáveis pela geração da energia não serão analisados nesse trabalho. Nesse estudo, a análise se limita apenas às pás; ao HUB e à nacele.

As pás terão seu peso distribuído linearmente ao longo do elemento para a análise estrutural do elemento. O HUB e a nacele apenas terão o seu peso acrescentado como carga na torre e no monopile.

Para se obter as propriedades geométricas da pá serão feitas algumas simplificações na geometria do elemento descrito no relatório da NREL (JONKMAN et al., 2009), conforme Figura 5.

FIGURA 8 – MODELO DA SEÇÃO TRANSVERSAL DAS PÁS



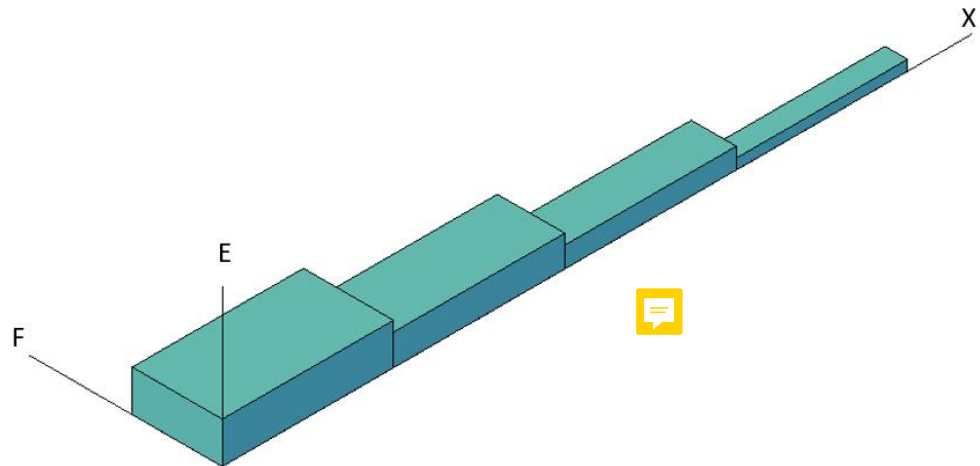
FONTE: ADAPTADO DE MIKKELSEN (2016).

Nessa simplificação proposta, os esforços internos atuantes na pá são resistidos somente por uma parte da estrutura que compõe as pás. Essas áreas que resistem aos esforços podem ser divididas em áreas de flap (aba) e áreas de edge (ponta). Cada área resiste ao momento gerado em sua direção, sendo que os esforços gerados pelo vento são resistidos pelas áreas de flap e os momentos gerados pelo peso-próprio do elemento pelas áreas de edge.

As áreas são distribuídas de maneira a manter a tensão constante, portanto a tensão gerada pelo vento deverá ser a mesma tensão causada pelo peso próprio. Como o vento varia ao longo do tempo, será considerado a tensão crítica para obter-se as relações entre as áreas.

Para simplificar o problema, a pá será dividida em 4 segmentos de mesmo comprimento e alturas diferentes, conforme Figura 9.

FIGURA 9 - REPRESENTAÇÃO TRIDIMENSIONAL DO MODELO SIMPLIFICADO DA PÁ



FONTE: O autor (2023).

As alturas serão **divididas proporcionalmente** com base na altura inicial definida pelas equações 1 e 2.

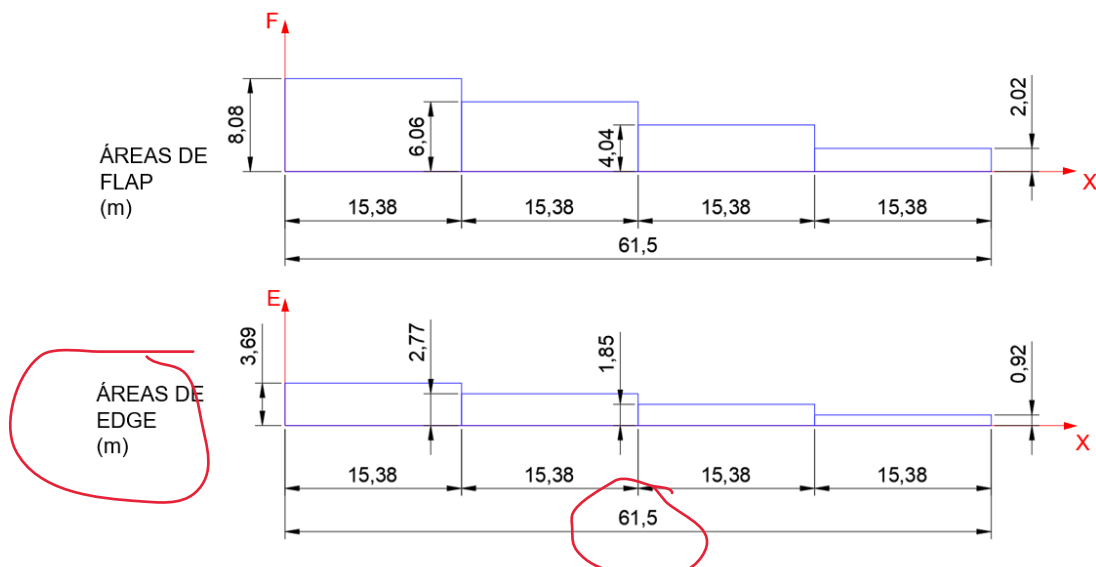
$$h_0^{flap} = 0,066L - 0,369; \quad (\text{Eq. 1})$$

$$h_0^{edge} = 0,130L + 0,082; \quad (\text{Eq. 2})$$

onde h_0^{flap} é a distância entre as áreas de flap na base; h_0^{edge} é a distância entre as áreas de ponta na base; e L é o comprimento da pá.

A Figura 10 ilustra as dimensões da pá.

FIGURA 10 – DIMENSÕES DO MODELO SIMPLIFICADO DA PÁ (EM METROS)



FONTE: O autor (2023).

O Quadro 4 apresenta os parâmetros geométricos da seção simplificada.



QUADRO 5 - PROPRIEDADES GEOMÉTRICAS

Parâmetro	Segmento 1	Segmento 2	Segmento 3	Segmento 4
h_{flap} (m)	3,69000	2,77000	1,84500	0,92000
h_{edge} (m)	8,08000	6,06000	4,04000	2,02000
A_{flap} (m ²)	0,11880	0,08900	0,05940	0,02970
A_{edge} (m ²)	0,03300	0,02470	0,01650	0,00825
I_{flap} (m ⁴)	0,80880	0,34100	0,10110	0,01250
I_{edge} (m ⁴)	1,07700	0,45400	0,13460	0,01680
$A_{seção}$ (m ²)	0,30360	0,22770	0,15180	0,07590

FONTE: O autor (2023).

3.1.1.1 Cargas permanentes

As cargas permanentes atuando nos elementos da turbina são o peso próprio dos elementos e o peso correspondente aos equipamentos de geração de energia.

O peso próprio sofrerá variação ao longo do comprimento da pá, acompanhando a variação na seção da estrutura. A Equação 3 descreve o carregamento devido ao peso próprio distribuído **linearmente**.

$$q_x^{edge} = \rho_{pá} A_{seção} g; \quad (\text{Eq. 3})$$

onde q_x^{edge} é a carga **linear** correspondente ao peso-próprio do elemento; $\rho_{pá}$ é a densidade do material que compõe as pás; $A_{seção}$ é a área da seção transversal das pás; e g é a aceleração da gravidade.

3.1.1.2 Cargas **móveis**

As cargas móveis podem variar durante a operação. No caso de turbinas eólicas offshore, as cargas **móveis** são causadas por:

1. Cargas aerodinâmicas na turbina (esforços originados no rotor)
2. Cargas de inércia associadas ao **módulo de vibração** da estrutura
3. **Cargas devido a instalação e manutenção**

4. Cargas provenientes de equipamentos de controle

Como o estudo se limita à análise estática e não há dados a respeito de cargas de manutenção e equipamentos, as cargas móveis serão desconsideradas.

3.1.1.3 Cargas ambientais

As cargas ambientais atuantes na turbina são provenientes do vento e de possíveis terremotos. A carga devido a terremotos não será considerada, já que o local de instalação não está sujeito a cargas sísmicas.

Carga de vento

A força de arrasto gerada pela ação dos ventos nas pás pode ser calculada utilizando a Equação 4.

$$Q_{m\acute{a}x} = \frac{\rho_{ar}}{2} u^2 C_s A; \quad (\text{Eq. 4})$$

onde $Q_{m\acute{a}x}$ é a força de arrasto máxima que ocorrerá na turbina para o vento; u é a velocidade do vento; C_s é o coeficiente da geometria do elemento; e A é a área do elemento sujeito ao vento, sendo a área do elemento obtida pela multiplicação entre a altura do elemento e o comprimento.

3.1.1.4 Condições de projeto

A combinação de projeto para a torre irá considerar a carga ambiental extrema, ou seja, máxima velocidade de vento atuando nas pás. Esse cenário resulta na maior carga de vento atuante na turbina.

O Quadro 5 indica os valores considerados no cálculo dos carregamentos.

QUADRO 6 - PARÂMETROS DE CÁLCULO DE CARGAS DA TURBINA

Parâmetros	Cenário operacional	Cenário extremo
U (m/s)	8,75	35,34
ρ_{ar} (kg/m ³)	1,225	1,225
C_s	1,5	1,5

A (m ²)	931,725	931,725
---------------------	---------	---------

FONTE: O autor (2023).

O Quadro 6 apresenta um resumo das cargas obtidas, que serão utilizadas no dimensionamento.

QUADRO 7 - AÇÕES ATUANTES NA TURBINA

Carga	Carga operacional	Carga extrema
$Q_{m\acute{a}x}$ (kN)	65,54	1.069,10
q_1^{edge} (kN/m)	5,66	5,66
q_2^{edge} (kN/m)	4,24	4,24
q_3^{edge} (kN/m)	2,83	2,83
q_4^{edge} (kN/m)	1,41	1,41

FONTE: O autor (2023).

3.1.2 AÇÕES NA TORRE

3.1.2.1 Cargas permanentes

A torre é a estrutura responsável por sustentar todos os componentes da turbina e transferir as cargas à fundação.

As cargas permanentes atuando nos elementos da torre são o peso próprio da torre e de todos os elementos existentes como pintura, flanges e parafusos. O peso da torre é dado pela Equação 5.

$$W_{torre} = (m_{torre} + m_{turbina})g; \quad (\text{Eq. 5})$$

onde W_{torre} é o peso total na base da torre; m_{torre} é a massa da torre; $m_{turbina}$ é a massa da turbina; e g é a aceleração da gravidade.

3.1.2.2 Cargas móveis

As cargas móveis podem variar durante a operação. As cargas móveis atuantes na torre são:

1. Cargas de inércia associadas ao módulo de vibração da estrutura

2. Cargas devido a instalação e manutenção
3. Cargas devido ao impacto de embarcações
4. Cargas provenientes de equipamentos de controle

Como o estudo se limita à análise estática e não há dados a respeito de cargas de manutenção e equipamentos, as cargas **móveis** serão desconsideradas.

3.1.2.3 Cargas ambientais

↳ Vento

A estrutura da **turbina** estará sujeita à força de arrasto causada pelo vento. Para obter a carga de vento é necessário conhecer o perfil de velocidades do vento na região escolhida. As velocidades variam conforme a altitude e podem ser obtidas através da Equação 6.

$$|U(z)| = |U_{hub}| \left(\frac{z}{z_{hub}} \right)^{\alpha_s}; \quad \text{Eq. 6}$$

onde $U(z)$ é a velocidade do vento em função da altitude; U_{hub} é a velocidade do vento na altura do HUB; z é a altura; z_{hub} é a altura do HUB; e α_s é o coeficiente da lei de potência do vento. Em aplicações offshore, comumente se adota o coeficiente da lei de potência do vento igual a **0,11** (HSU et al., 1994).

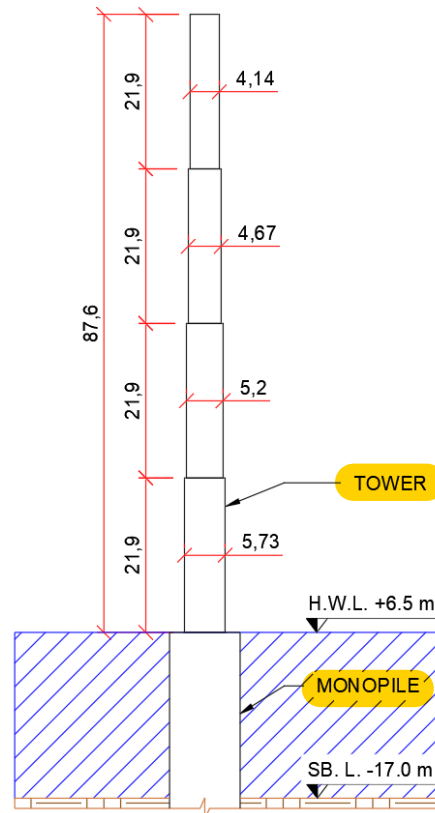
A força incidente pode ser calculada como uma carga pseudo-estática distribuída linearmente nos elementos sob ação do vento. Em seções cilíndricas, como é o caso da torre, a carga de vento pode ser obtida através da Equação 7:

$$q_a = 0,5 \rho_{ar} \pi D_{sh} C_d G_f U |U|; \quad \text{Eq. 7}$$

onde q_a é a força do vento atuante na torre; D_{sh} é o diâmetro externo da torre; C_d é o coeficiente de arrasto da seção; G_f é o fator de rajada; e U é a velocidade do vento. Para o fator de rajada se utiliza um valor de 1,6 (DAMIANI, 2016). O coeficiente de arrasto para seção cilíndrica varia entre 0,6 e 0,7, sendo adotado o valor médio nesse estudo (DAMIANI, 2016).

Para o cálculo das cargas de vento, a torre será dividida em quatro segmentos de 21,9 metros de comprimento. E será adotado o diâmetro médio de cada segmento como constante no segmento, conforme Figura 7.

FIGURA 11 – MODELO SIMPLIFICADO DA TORRE



FONTE: O autor (2023).

Para o vento será considerado dois cenários: vento operacional com as velocidades médias de vento e vento de projeto, com as cargas de vento extremo.

A partir do modelo simplificado obtêm-se as cargas descritas no Quadro 7 e no Quadro 8.

QUADRO 8 - CARGAS DE VENTO NA TORRE PARA VENTO OPERACIONAL

Segmento	Diâmetro externo médio (m)	Altura média (m)	Velocidade do vento (m/s)	Carga de vento (kN/m)
1	5,73	10,95	6,96	0,56
2	5,20	32,85	7,85	0,64
3	4,67	54,75	8,31	0,65
4	4,14	76,65	8,62	0,62

FONTE: O autor (2023).



QUADRO 9 - CARGAS DE VENTO NA TORRE PARA VENTO DE PROJETO

Segmento	Diâmetro externo médio (m)	Altura média (m)	Velocidade do vento (m/s)	Carga de vento (kN/m)
1	5,73	10,95	28,03	9,38
2	5,20	32,85	31,63	10,84
3	4,67	54,75	33,46	10,89
4	4,14	76,65	34,72	10,40

FONTE: O autor (2023).

3.1.2.4 Condições de projeto

A combinação de projeto para a torre irá considerar a carga ambiental extrema, ou seja, máxima velocidade de vento atuando na torre. Esse cenário resulta na maior carga de vento atuante na torre.

Os parâmetros para cálculo das cargas na torre estão descritos no Quadro 9.

QUADRO 10 - PARÂMETROS DE CÁLCULO DE CARGAS DA TORRE

Parâmetros	Valores
ρ_{ar} (kg/m ³)	1,225
Z_{hub} (m)	87,6
G_f	1,6
C_d	0,65

FONTE: O autor (2023).

O Quadro 10 apresenta um resumo das cargas obtidas.

QUADRO 11 - AÇÕES ATUANTES NA TORRE

Ação	Carga operacional	Carga extrema
W_{torre} (kN)	6.842,08	6.842,08
q_{a-1} (kN/m)	0,56	9,38
q_{a-2} (kN/m)	0,64	10,84
q_{a-3} (kN/m)	0,65	10,89
q_{a-4} (kN/m)	0,62	10,40

FONTE: O autor (2023).

3.1.3 AÇÕES NO MONOPILE

3.1.3.1 Cargas permanentes

As cargas permanentes atuando no monopile são o peso próprio do monopile; o peso dos componentes da turbina e da torre; peso dos elementos de ligação torre-monopile; peso da bioencrustração; equipamentos de proteção e atracação; e pressões hidrostáticas.

O peso atuante no monopile é descrito pela Equação 8.

$$W_{monopile} = (m_{monopile} + m_{bioencrustração} + m_{torre} + m_{turbina})g; \quad (\text{Eq. 8})$$

onde $W_{monopile}$ é o peso total na base do monopile; $m_{monopile}$ é a massa do monopile; $m_{bioencrustração}$ é a massa da bioencrustração; m_{torre} é a massa da torre; $m_{turbina}$ é a massa da turbina; e g é a aceleração da gravidade.

A pressão hidrostática será calculada com base no maior nível do mar, quando o monopile estará sujeito a uma profundidade de 23,5 metros. A pressão hidrostática pode ser obtida através da Equação 9.

$$p = \rho_{\text{água}} H_z g; \quad (\text{Eq. 9})$$

onde $\rho_{\text{água}}$ é a densidade da água do mar; H_z é a altura de onda de projeto; e g é a aceleração da gravidade.

A altura de onda de projeto (H_z) é dada pela equação 10.

$$H_z = z + \frac{H_w}{2} \left(\frac{\cosh[k(d-z)]}{\cosh[kd]} \right); \quad (\text{Eq. 10})$$

onde z é a profundidade incluindo a maré; H_w é a altura da onda; $k = 2\pi/L$ (L sendo o comprimento de onda); e d é a profundidade sem a maré.

As cargas de peso dos elementos de ligação, atracação e proteção do monopile serão desconsiderados pela falta de informações disponíveis.

3.1.3.2 Cargas móveis

As cargas móveis podem variar durante a operação. No caso de turbinas eólicas offshore, as cargas móveis são causadas por:

1. Cargas de inércia associadas ao módulo de vibração da estrutura
2. Cargas devido a instalação e manutenção
3. Cargas devido ao impacto de embarcações

Como o estudo se limita à análise estática e não há dados a respeito de cargas de manutenção e equipamentos, as cargas móveis serão desconsideradas.

3.1.3.3 Cargas ambientais

Cargas hidrodinâmicas

As cargas hidrodinâmicas são provocadas pela incidência das correntes e ondas nos componentes submersos, nesse estudo esses carregamentos se aplicam ao monopile.

Devido ao comportamento dinâmico dos fenômenos que geram as cargas, as ações podem ser descritas com mais precisão através de análises dinâmicas. Entretanto, a análise dinâmica tem um impacto mais significativo em águas mais profundas. Para as profundidades tratadas neste estudo a carga hidrodinâmica pode ser obtida através de uma análise estática (API, 2000).

Como o monopile possui seção circular constante, as cargas hidrodinâmicas podem ser descritas pela Equação 11.

$$f_w = 0,25\rho_w\pi D_{sh}^2 C_m U_w + 0,5\rho_w\pi D_{sh} C_d U_w |U_w|; \quad (\text{Eq. 11})$$

onde f_w é a força hidrodinâmica gerada por ondas e correntes; ρ_w é a densidade da água do mar; D_{sh} é o diâmetro externo (considerando a espessura de bioencrustação); C_m é o coeficiente de massa adicionada; U_w é a velocidade da água obtida pela soma vetorial entre a velocidade da corrente e a velocidade da onda; e C_d é o coeficiente de arrasto para a seção.

Os coeficientes de arrasto recomendados para seções circulares de aço é de 0,65 (API, 2000). Porém, devido ao ambiente marinho, deve-se considerar a ocorrência da bioencrustação (*marine growth*), cujo principal impacto relativo ao

dimensionamento estrutural é o considerável aumento na rugosidade da estrutura. Para considerar o efeito da bioencrustação, deve-se considerar um coeficiente de arrasto maior, sendo 1,05 o valor recomendado para essa situação (API, 2000).

3.1.3.4 Condições de projeto

A combinação de projeto para o monopile irá considerar a carga ambiental extrema, ou seja, máxima onda e corrente em uma maré cheia. Esse cenário resulta na maior carga hidrodinâmica atuante no monopile.

O Quadro 11 indica os valores considerados no cálculo dos carregamentos.

QUADRO 12 - PARÂMETROS DE CÁLCULO DE CARGAS DO MONOPILE

Parâmetros	Valores
$\rho_{\text{água}}$ (kg/m ³)	1,030
H _z (m)	24,07
g (m/s ²)	9,81
z (m)	23,5
H _w (m)	24,07
k (m)	0,1155
D (m)	20

FONTE: O autor (2023).

O quadro 12 apresenta um resumo das cargas obtidas.

QUADRO 13 - AÇÕES ATUANTES NO MONOPILE

Carga	Carga operacional	Carga extrema
W _{monopile} (kN)	17.184,93	17.184,93
p (MPa)	0,238	0,238
f _w (kN)	1.447,45	1.447,45

FONTE: O autor (2023).

4 ANÁLISE ESTRUTURAL

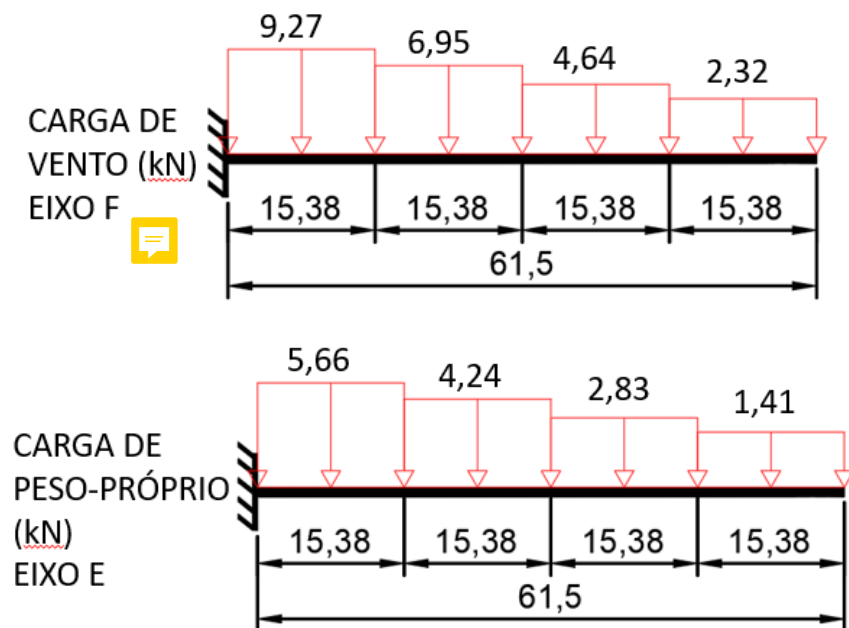
4.1 TURBINA

A análise estrutural da pá será feita através do modelo descrito na Figura 13. O modelo descreve cada pá individualmente como um elemento unidimensional engastado e livre, sujeito a ações distribuídas ao longo do seu comprimento e atuando em dois eixos.

Conforme simplificação descrita anteriormente, o modelo considera o elemento discretizado em 4 segmentos de comprimento igual a 15,375 metros. A carga é distribuída e constante em todo o segmento, variando entre os segmentos conforme a força de vento e peso próprio calculados.

A carga de vento e de peso próprio atuam em eixos diferentes, perpendiculares entre si.

FIGURA 12 - MODELO ESTRUTURAL DA PÁ

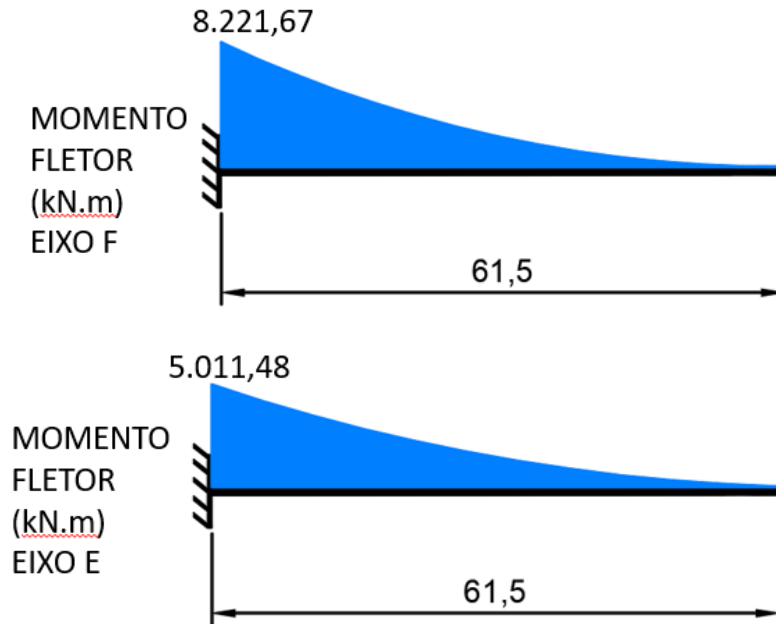


FONTE: O autor (2023).

4.1.1 Esforços internos

Os esforços internos gerados pelas ações descritas no modelo estão descritos na Figura 14. Os esforços analisados atuando na estrutura da pá consistem em momentos fletores atuando nos dois eixos principais de inércia, e a tensão total pode ser obtida através da flexão oblíqua.

FIGURA 13 - ESFORÇOS INTERNOS NA PÁ



FONTE: O autor (2023).

4.1.2 Tensões

Através dos esforços obtidos foram calculadas as tensões na estrutura, que devem ser inferiores às tensões limites. Como as cargas nas pás são cíclicas é adotado como tensão admissível, a tensão de resistência à fadiga (MIKKELSEN, 2016).

A tensão admissível considerada para o material compósito de fibra de vidro é 160 MPa (MIKKELSEN, 2016).

A tensão é calculada pela equação 12.

$$\sigma_x = - \frac{M_f h_{flap}}{I_{flap}} - \frac{M_e h_{edge}}{I_{edge}}; \quad (\text{Eq. 12})$$

onde σ_x é a tensão gerada pelos momentos fletores; M_f é o esforço interno de flexão gerado pelo vento; M_e é o esforço interno de flexão gerado pelo peso-próprio; h_f é a distância do centro de gravidade da seção até a região mais solicitada pelo vento; h_e é a distância do centro de gravidade da até a região mais solicitada pelo peso-próprio; I_f é o momento de inércia da seção que resistirá ao vento; I_e é o momento de inércia da seção que resistirá ao peso-próprio.

O Quadro 13 apresenta um resumo das tensões na pá. Sendo σ_x a tensão total na seção; σ_f a tensão nas seções de flap; σ_e a tensão nas seções de edge.

QUADRO 14 - RESUMO DAS TENSÕES ATUANTES NA PÁ

Parâmetro	Segmento 1	Segmento 2	Segmento 3	Segmento 4
σ_x (MPa)	75,10	62,43	50,21	40,31
σ_f (MPa)	37,50	31,19	25,00	19,87
σ_e (MPa)	37,60	31,23	25,21	20,44

FONTE: O autor (2023).

A relação entre a tensão máxima $\sigma_x = 75,09$ MPa e a tensão admissível $\sigma_0 = 160$ MPa, é dada por $\sigma_x/\sigma_0 = 0,47$; portanto a tensão máxima atuante na estrutura é inferior a tensão admissível.

4.1.3 Deslocamentos

Os deslocamentos da pá não podem interferir na operação, ou seja, devem ser menores que a distância entre a pá na posição original e a torre. Conforme relatório da NREL, para a turbina de estudo a distância entre a pá e a torre é de 2,02 metros (JONKMAN et al., 2009). Sendo essa distância, o deslocamento limite.

O deslocamento pode ser obtido através da equação 13.

$$\frac{d^2 w}{dx^2} = \frac{M_x}{EI_x}; \quad (\text{Eq. 13})$$


onde w é o carregamento atuante ao longo do comprimento da estrutura; M_x o momento gerado pelo carregamento; E o módulo de elasticidade do material; e I_x o momento de inércia da seção.

O Quadro 14 apresenta um resumo dos deslocamentos obtidos. O deslocamento x , corresponde a soma dos deslocamentos.

QUADRO 15 - DESLOCAMENTOS NA PÁ

Parâmetro	Segmento 1	Segmento 2	Segmento 3	Segmento 4	δ_{lim}
δ_x (m)	0,02	0,118	0,255	0,45	2,02
δ_f (m)	0,019	0,08	0,17	0,30	
δ_e (m)	0,001	0,038	0,085	0,15	

FONTE: O autor (2023).

Visto que os deslocamentos calculados ficaram abaixo do deslocamento limite, não deverá ocorrer nenhum problema devido aos deslocamentos que a estrutura poderá sofrer durante sua vida útil. 

4.1.4 Estabilidade

A estrutura não apresenta esforços significativos de compressão portanto, a possibilidade de ocorrer flambagem nas pás será desconsiderada.

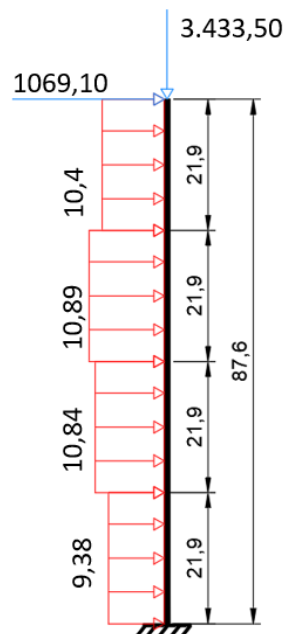


4.2 TORRE

A análise estrutural da torre será feita através do modelo descrito na Figura 10. O modelo descreve a torre como um elemento unidimensional engastado e livre, sujeito a ações distribuídas ao longo do seu comprimento, ações axiais e ações pontuais perpendiculares ao seu eixo.

As ações consideradas no modelo foram as ações ambientais extremas, visto que resultam em tensões mais críticas.

FIGURA 14 - MODELO ESTRUTURAL DA TORRE – CARGAS EM KN

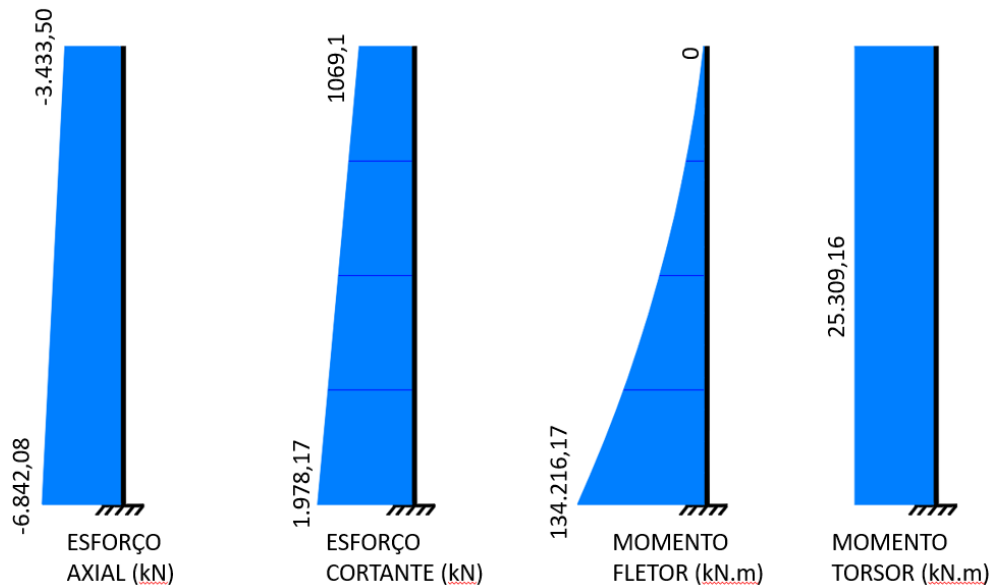


FONTE: O autor (2023).

4.2.1 Esforços internos

Os esforços internos gerados pelas ações descritas no modelo estão descritos na Figura 11. Os esforços analisados atuando na estrutura da torre são esforços axiais de compressão, esforços cortantes, momentos fletores e torsões.

FIGURA 15 - ESFORÇOS INTERNOS NA TORRE



FONTE: O autor (2023).

4.2.2 Tensões

Através dos esforços obtidos foram calculadas as tensões na estrutura, que devem satisfazer os critérios de seguranças adotados de acordo com a normativa API RP 2A-WSD (API, 2000).

↳ Tensão de compressão:

$$f_a = \frac{P}{A}; \quad (\text{Eq. 14})$$

onde f_a é a tensão de compressão; P é o esforço de compressão; e A é a área da seção transversal do elemento.

↳ Tensão de compressão admissível:

$$F_t = 0,6F_y; \quad (\text{Eq. 15})$$

onde F_t é a tensão de compressão admissível; e F_y é a tensão de escoamento do aço utilizado.

↳ Tensão de cisalhamento:

$$f_v = \frac{V}{0,5A}; \quad (\text{Eq. 16})$$

onde f_v é a tensão de cisalhamento; V é o esforço cortante; e A é a área da seção transversal do elemento.

↳ Tensão de cisalhamento admissível:

$$F_v = 0,4F_y; \quad (\text{Eq. 17})$$

onde F_v é a tensão de cisalhamento admissível; e F_y é a tensão de escoamento do aço utilizado.

↳ Tensão por momento fletor:

$$f_b = -\frac{My}{I}; \quad (\text{Eq. 18})$$

onde f_b é a tensão gerada pelo momento fletor; M é o esforço interno de flexão; y é a distância do centro de gravidade da seção até a região mais comprimida ou tracionada pelo momento fletor; e I é o momento de inércia da seção.

↳ Tensão por momento fletor admissível:

$$F_b = \left[0,72 - 0,58 \frac{F_y D}{Et} \right] F_y; \quad (\text{Eq. 19})$$

onde F_b é a tensão admissível devido a flexão; F_y é a tensão de escoamento do aço utilizado; D é o diâmetro da seção transversal; E é o módulo de elasticidade do aço utilizado; e t é a espessura do cilindro.

↳ Tensão por momento torsor:

$$f_{vt} = \frac{M_t \left(\frac{D}{2}\right)}{I_p}; \quad (\text{Eq. 20})$$

onde f_{vt} é a tensão gerada pelo momento torsor; M_t é o esforço interno de torção; D é o diâmetro do cilindro; e I_p é o momento polar de inércia da seção.

↳ Tensão de cisalhamento por torção admissível:

$$F_{vt} = 0,4F_y; \quad (\text{Eq. 21})$$

onde F_{vt} é a tensão de cisalhamento por torção admissível; e F_y é a tensão de escoamento do aço utilizado.



As tensões calculadas estão descritas no Quadro 15.

QUADRO 16 - RESUMO DAS TENSÕES NA TORRE

Esforço interno de cálculo	Tensão calculada (MPa)	Tensão admissível (MPa)
6.842,08 kN	$f_a = 14,68$	$F_t = 291,00$
1.978,17 kN	$f_v = 8,49$	$F_v = 194,00$
134.216,17 kN.m	$f_b = 178,16$	$F_b = 204,00$
25.309,16 kN.m	$f_{vt} = 16,80$	$F_{vt} = 194,00$

FONTE: O autor (2023).

4.2.3 Deslocamentos

Para o cálculo dos deslocamentos na torre será considerado a carga de vento médio para o cenário operacional. Também será considerada a seção média da torre.

O deslocamento para uma viga engastada e livre pode ser obtido pela equação 13.

$$\frac{d^2w}{dx^2} = \frac{M_x}{EI_x}; \quad (\text{Eq. 13})$$



onde w é o carregamento atuante ao longo do comprimento da estrutura; M_x o momento gerado pelo carregamento; E o módulo de elasticidade do material; e I_x o momento de inércia da seção.

O Quadro 16 apresenta um resumo dos deslocamentos obtidos.

QUADRO 17 - DESLOCAMENTOS DA TORRE

Parâmetro	Segmento 1	Segmento 2	Segmento 3	Segmento 4	δ_{lim}
δ_x (m)	0,04	0,073	0,113	0,157	0,277

FONTE: O autor (2023).

A verificação do deslocamento foi feita de acordo com a norma NBR 8800:2008 (ABNT, 2008), considerando as cargas operacionais.

O deslocamento máximo permitido pela norma é dado pela altura dividida por 400 (ABNT, 2008). Para a altura se considerou a soma da altura da torre e da parcela do monopile acima do leito marinho. Visto que o deslocamento máximo calculado $\delta_x=0,157$ é menor que o deslocamento limite $\delta_{lim}=0,277$, pode-se concluir que a estrutura atende aos critérios de deslocamento.

4.2.4 Estabilidade

Como a torre está sujeita a uma combinação de esforços axiais de compressão e momento fletor, a estrutura deve atender aos critérios de flambagem para elementos sujeitos a esforços combinados de compressão axial e momento fletor da API RP 2A-WSD (API, 2000).

Cálculo da tensão admissível de compressão para flambagem da coluna:

$$F_a = \frac{\left[1 - \frac{\left(\frac{Kl}{r}\right)^2}{2C_c^2} \right] F_y}{\frac{5}{3} + \frac{3\left(\frac{Kl}{r}\right)}{8C_c} - \frac{\left(\frac{Kl}{r}\right)^3}{8C_c^3}}; \quad (\text{Eq. 22})$$

onde F_a é a tensão admissível para flambagem de elementos cilíndricos sob compressão axial; K é o fator de comprimento efetivo; l é o comprimento efetivo; r é o raio de giração da seção transversal; C_c é um parâmetro calculado com a equação 15; e F_y é a tensão de escoamento do aço utilizado.

$$C_c = \left(\frac{2\pi^2 E}{F_y} \right)^{1/2}; \quad (\text{Eq. 23})$$

onde C_c é um parâmetro para o cálculo da tensão admissível de flambagem; E é o módulo de elasticidade do aço utilizado; e F_y é a tensão de escoamento do aço utilizado.

Critério de segurança para flambagem combinada de compressão axial e momento fletor:

$$\frac{f_a}{F_a} + \frac{\sqrt{f_{bx}^2 + f_{by}^2}}{F_b} \leq 1,0; \quad (\text{Eq. 24})$$

onde f_a é a tensão de compressão axial; F_a é a tensão admissível para flambagem de elementos cilíndricos sob compressão axial; f_{bx} e f_{by} são as tensões devido ao momento fletor nos eixos x e y, respectivamente; e F_b é a tensão admissível para momento fletor.

De acordo com a norma API RP 2A-WSD (API, 2000), a flambagem local deve ser verificada tanto para hipótese de flambagem elástica quanto para flambagem inelástica.

A verificação da flambagem local elástica é feita pela equação 25.

$$F_{xe} = \frac{2CEt}{D}; \quad (\text{Eq. 25})$$

onde F_{xe} é a tensão crítica para flambagem local elástica; C é o coeficiente crítico de flambagem elástica; E é o módulo de elasticidade do aço utilizado; t é a espessura do cilindro; e D é o diâmetro do cilindro. O valor teórico para C é 0,6, porém a norma recomenda utilizar 0,3 para considerar imperfeições na geometria.

O critério para verificação da flambagem local inelástica é dado pela equação 26.

$$F_{xc} = F_y \left[1,64 - 0,23 \left(\frac{D}{t} \right)^{\frac{1}{4}} \right] \leq F_{xe}; \quad (\text{Eq. 26})$$

onde F_{xc} é a tensão crítica para flambagem local inelástica; F_{xe} é a tensão crítica para flambagem local elástica; t é a espessura do cilindro; e D é o diâmetro do cilindro.

Os parâmetros utilizados nas verificações estão indicados no Quadro 17.

QUADRO 18 - PARÂMETROS PARA VERIFICAÇÕES DE ESTABILIDADE DA TORRE

Parâmetro	Valor
K	2,0
l (m)	87,6
r (m)	2,11
E (GPa)	210
C _c	83,03
F _y (MPa)	485
F _a (MPa)	151,28
f _a (MPa)	14,68
f _{bx} (MPa)	178,16
f _{by} (MPa)	0
F _b (MPa)	204
F _{xe} (MPa)	567
C	0,3
t (mm)	27
D (m)	6,0
F _{xc} (MPa)	364,7

FONTE: O autor (2023).

O Quadro 18 apresenta um resumo das verificações.

QUADRO 19 – RESUMO DAS VERIFICAÇÕES PARA ESTABILIDADE DA TORRE

Critério	Valor atuante	Valor limite
Flambagem combinada de compressão axial e momento fletor	0,97	1,0
Flambagem local elástica (MPa)	192,84	567
Flambagem local inelástica (MPa)	192,84	259,43

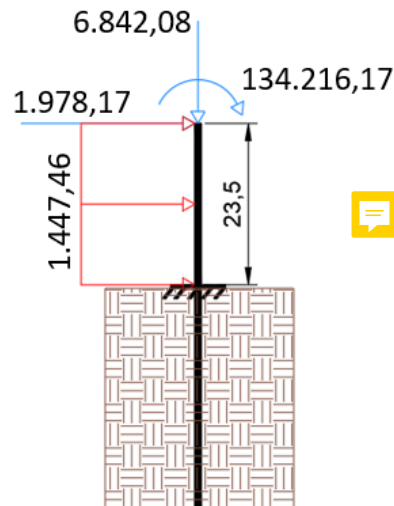
FONTE: O autor (2023).

Visto que os limites estabelecidos nos critérios de estabilidade propostos pela norma API RP 2A-WSD, foram atendidos, pode-se considerar a estrutura da torre segura para as condições de projeto.

4.3 MONOPILE

A análise estrutural do monopile será feita através do modelo descrito na Figura 12. O modelo descreve a torre como um elemento unidimensional engastado e livre, sujeito a ações distribuídas ao longo do seu comprimento, ações axiais e ações pontuais perpendiculares ao seu eixo.

FIGURA 16 - MODELO ESTRUTURAL DO MONOPILE – CARGAS EM KN

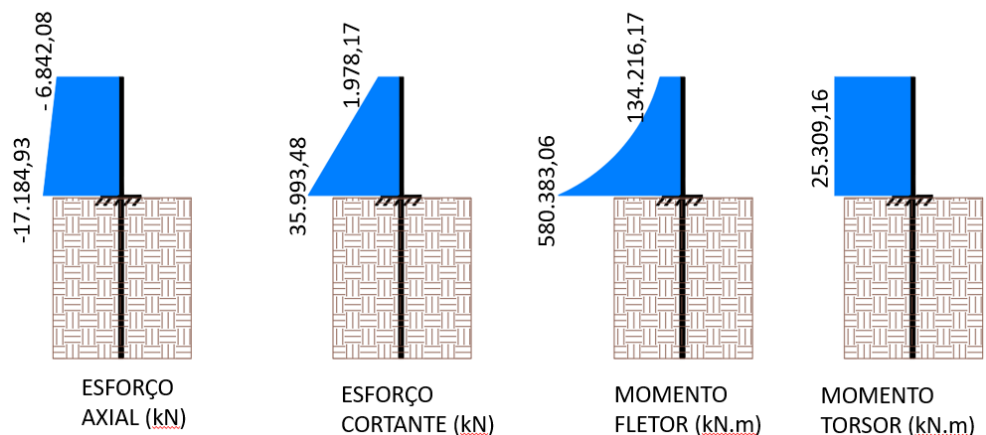


FONTE: O autor (2023).

4.3.1 Esforços internos

Os esforços internos gerados pelas ações descritas no modelo estão descritos na Figura 13. Os esforços analisados atuando na estrutura do monopile são esforços axiais de compressão, esforços cortantes, momentos fletores e torsões.

FIGURA 17 - ESFORÇOS INTERNOS NO MONOPILE



FONTE: O autor (2023).

4.3.2 Tensões

Através dos esforços obtidos foram calculadas as tensões na estrutura, que devem satisfazer os critérios de seguranças adotados de acordo com a normativa API RP 2A-WSD (API, 2000).

Tensão de compressão:

$$f_a = \frac{P}{A}; \quad \text{(Eq. 14)}$$

onde f_a é a tensão de compressão; P é o esforço de compressão; e A é a área da seção transversal do elemento.

Tensão de compressão admissível:

$$F_t = 0,6F_y; \quad \text{(Eq. 15)}$$

onde F_t é a tensão de compressão admissível; e F_y é a tensão de escoamento do aço utilizado.

Tensão de cisalhamento:

$$f_v = \frac{V}{0,5A}; \quad \text{(Eq. 16)}$$

onde f_v é a tensão de cisalhamento; V é o esforço cortante; e A é a área da seção transversal do elemento.

Tensão de cisalhamento admissível:

$$F_v = 0,4F_y; \quad \text{(Eq. 17)}$$

onde F_v é a tensão de cisalhamento admissível; e F_y é a tensão de escoamento do aço utilizado.

Tensão por momento fletor:

$$f_b = - \frac{My}{I}; \quad (\text{Eq. 18})$$

onde f_b é a tensão gerada pelo momento fletor; M é o esforço interno de flexão; y é a distância do centro de gravidade da seção até a região mais comprimida ou tracionada pelo momento fletor; e I é o momento de inércia da seção.

Tensão admissível de flexão:

$$F_b = \left[0,72 - 0,58 \frac{F_y D}{Et} \right] F_y; \quad (\text{Eq. 19})$$

onde F_b é a tensão admissível de flexão; F_y é a tensão de escoamento do aço utilizado; D é o diâmetro da seção transversal; E é o módulo de elasticidade do aço utilizado; e t é a espessura do cilindro.

Tensão por momento torsor:

$$f_{vt} = \frac{M_t \left(\frac{D}{2} \right)}{I_p}; \quad (\text{Eq. 20})$$

onde f_{vt} é a tensão gerada pelo momento torsor; M_t é o esforço interno de torção; D é o diâmetro do cilindro; e I_p é o momento polar de inércia da seção.

Tensão de cisalhamento por torção admissível:

$$F_{vt} = 0,4F_y; \quad (\text{Eq. 21})$$

onde F_{vt} é a tensão de cisalhamento por torção admissível; e F_y é a tensão de escoamento do aço utilizado.

Tensão por pressão hidrostática:

$$f_h = \frac{pD}{2t}; \quad (\text{Eq. 27})$$

onde f_h é a tensão causada pela pressão hidrostática; p é a pressão hidrostática; D é o diâmetro do cilindro; e t é a espessura do cilindro.

Tensão por pressão hidrostática admissível:

$$f_h \leq \frac{F_{hc}}{SF_h}; \quad (\text{Eq. 28})$$

onde f_h é a tensão causada pela pressão hidrostática; F_{hc} é a tensão crítica de flambagem de aro; e SF_h é o fator de segurança para colapso por pressão hidrostática, e é igual a 2 (API, 2000).

Tensão crítica de flambagem de aro:

$$F_{hc} = F_{he} = \frac{2C_hEt}{D}; \quad (\text{Eq. 29})$$

onde F_{hc} é a tensão crítica de flambagem de aro inelástica; F_{he} é a tensão crítica de flambagem de aro elástica; E é o módulo de elasticidade do material; t é a espessura do cilindro; D é o diâmetro do cilindro; e C_h é o coeficiente de flambagem de aro, obtido pela equação 41.

Coeficiente de flambagem de aro:

$$C_h = \frac{0,736}{\frac{L}{D} \left(\frac{2D}{t} \right)^{1/2} - 0,636}; \quad (\text{Eq. 30})$$

onde C_h é o coeficiente de flambagem do aro; L é o comprimento do cilindro; D é o diâmetro do cilindro; e t é a espessura do cilindro.


As tensões calculadas estão descritas no Quadro 19.

QUADRO 20 - RESUMO DE TENSÕES NO MONOPILE


Esforço interno de cálculo	Tensão calculada (MPa)	Tensão admissível (MPa)
17.184,93 kN	$f_a = 7,69$	$F_t = 291,00$
35.993,48 kN	$f_v = 32,19$	$F_v = 194,00$
580.383,06 kN.m	$f_b = 132,73$	$F_b = 291,00$
0,238 MPa	$f_h = 10,58$	$F_{hc}/SF_h = 45,12$
25.309,16 kN.m	$f_{vt} = 2,90$	$F_{vt} = 194,00$

FONTE: O autor (2023).

4.3.3 Deslocamentos

O deslocamento máximo ocorre no topo da torre, sendo o topo do monopile um ponto intermediário de uma viga em balanço. Portanto, o deslocamento no monopile não será calculado. 

4.3.4 Estabilidade

Assim como a torre, o monopile está sujeito a uma combinação de esforços axiais de compressão e momento fletor, portanto, a estrutura deve atender aos critérios de flambagem para elementos sujeitos a esforços combinados de compressão axial e momento fletor da API RP 2A-WSD (API, 2000). Além disso, o monopile está sujeito a tensões causada pela pressão hidrostática, portanto, o monopile também deve atender ao critério de estabilidade da combinação de compressão axial e pressão hidro 

Cálculo da tensão admissível de compressão para flambagem da coluna:

$$F_a = \frac{\left[1 - \frac{\left(\frac{Kl}{r}\right)^2}{2C_c^2} \right] F_y}{\frac{5}{3} + \frac{3\left(\frac{Kl}{r}\right)}{8C_c} - \frac{\left(\frac{Kl}{r}\right)^3}{8C_c^3}} ; \quad (\text{Eq. 22})$$

onde F_a é a tensão admissível para flambagem de elementos cilíndricos sob compressão axial; K é o fator de comprimento efetivo; l é o comprimento efetivo; r é o raio de giração da seção transversal; C_c é um parâmetro calculado com a equação 39; e F_y é a tensão de escoamento do aço utilizado.

$$C_c = \left(\frac{2\pi^2 E}{F_y} \right)^{1/2}; \quad (\text{Eq. 23})$$

onde C_c é um parâmetro para o cálculo da tensão admissível de flambagem; E é o módulo de elasticidade do aço utilizado; e F_y é a tensão de escoamento do aço utilizado.

Critério de segurança para flambagem combinada de compressão axial e momento fletor:

$$\frac{f_a}{F_a} + \frac{\sqrt{f_{bx}^2 + f_{by}^2}}{F_b} \leq 1,0; \quad (\text{Eq. 24})$$

onde f_a é a tensão de compressão axial; F_a é a tensão admissível para flambagem de elementos cilíndricos sob compressão axial; f_{bx} e f_{by} são as tensões devido ao momento fletor nos eixos x e y, respectivamente; e F_b é a tensão admissível para momento fletor.

De acordo com a norma API RP 2A-WSD (API, 2000), a flambagem local deve ser verificada tanto para hipótese de flambagem elástica quanto para flambagem inelástica.

A verificação da flambagem local elástica é feita pela equação 25.

$$F_{xe} = \frac{2CEt}{D}; \quad (\text{Eq. 25})$$

onde F_{xe} é a tensão crítica para flambagem local elástica; C é o coeficiente crítico de flambagem elástica; E é o módulo de elasticidade do aço utilizado; t é a espessura do cilindro; e D é o diâmetro do cilindro. O valor teórico para C é 0,6 porém a norma recomenda utilizar 0,3 para considerar imperfeições na geometria (API, 2000).

O critério para verificação da flambagem local inelástica é dado pela equação 26.

$$F_{xc} = F_y \left[1,64 - 0,23 \left(\frac{D}{t} \right)^{\frac{1}{4}} \right] \leq F_{xe}; \quad (\text{Eq. 26})$$

onde F_{xc} é a tensão crítica para flambagem local inelástica; F_{xe} é a tensão crítica para flambagem local elástica; t é a espessura do cilindro; e D é o diâmetro do cilindro.

A verificação da flambagem local para a combinação de tensões de compressão axial e pressões hidrostática é dada pelas equações 31, 32 e 33.

$$SF_x \frac{f_a + (0,5f_h)}{F_{xc}} + \frac{f_b}{F_y} SF_b \leq 1,0; \quad (\text{Eq. 31})$$

$$SF_h \frac{f_h}{F_{hc}} \leq 1,0; \quad (\text{Eq. 32})$$

$$\frac{f_x - 0,5F_{ha}}{F_{aa} - 0,5F_{ha}} + \left(\frac{f_h}{F_{ha}}\right)^2 \leq 1,0; \quad (\text{Eq. 33})$$

onde SF_x é o fator de segurança para compressão axial; SF_b é o fator de segurança para flexão; f_a é a tensão de compressão; f_b é a tensão de flexão; f_h é a tensão hidrostática; F_{xc} é a tensão crítica para flambagem local inelástica; F_y é a tensão de escoamento do material; f_x é a soma das tensões de compressão, de flexão e hidrostática; F_{aa} é a tensão crítica para flambagem local elástica com o fator de segurança; e F_{he} é a tensão crítica de flambagem elástica em aro.

Outra verificação exigida pela norma é a verificação simultânea de tensão axial de tração e pressão hidrostática, dada pela equação 34.

$$\left[\frac{f_a + f_b - (0,5f_h)}{F_y} SF_x\right]^2 + \left(\frac{f_h}{F_{hc}} SF_h\right)^2 + 2\nu \left[\frac{f_a + f_b - (0,5f_h)}{F_y} SF_x\right] \left(\frac{f_h}{F_{hc}} SF_h\right) \leq 1,0; \quad (\text{Eq. 34})$$

onde SF_x é o fator de segurança para compressão axial; SF_h é o fator de segurança para tensão hidrostática; f_a é a tensão axial; f_b é a tensão de flexão; f_h é a tensão hidrostática; F_y é a tensão de escoamento do material; F_{hc} é a tensão crítica de flambagem em aro; e ν é o coeficiente de Poisson.

Os parâmetros utilizados nas verificações estão indicados no Quadro 20.

QUADRO 21 - PARÂMETROS PARA VERIFICAÇÕES DE ESTABILIDADE DO MONOPILE

Parâmetro	Valor
K	2,0
l (m)	23,5

r (m)	2,79
E (GPa)	210
C_c	92,45
F_y (MPa)	485
F_a (MPa)	275
f_a (MPa)	7,69
f_{bx} (MPa)	132,73
f_{by} (MPa)	0
F_b (MPa)	291
F_{xe} (MPa)	1417,5
C	0,3
t (mm)	90
D (m)	8,0
F_{xc} (MPa)	452,88
SF_x	2,0
SF_b	1,67
SF_h	2,0
f_h (MPa)	10,58
f_x (MPa)	145,41
F_{ha} (MPa)	45,13
F_{aa} (MPa)	708,75
F_{he} (MPa)	90,25
F_{hc} (MPa)	90,25
ν	0,3
C_h	0,019

FONTE: O autor (2023).

O Quadro 22 apresenta um resumo das verificações.

QUADRO 22 – RESUMO DAS VERIFICAÇÕES PARA ESTABILIDADE DO MONOPILE

Critério	Valor atuante	Valor limite
Flambagem combinada de compressão axial e momento fletor	0,48	1,0
Flambagem local elástica	166,83 (MPa)	567 (MPa)
Flambagem local inelástica	166,83 (MPa)	259,43 (MPa)
Flambagem combinada de tensões de compressão axial e pressões hidrostática	0,513 0,234 0,235	1,0
Flambagem combinada de tensões de tração axial e pressões hidrostática	0,443	1,0

FONTE: O autor (2023).

4.4 RESUMO DOS RESULTADOS

O Quadro 23 apresenta um resumo de todas as verificações realizadas.

QUADRO 23 - RESUMO DAS VERIFICAÇÕES ESTRUTURAIS

Pá		
Tensão de flexão – Eixo E (MPa)	37,60	160,00
Tensão de flexão – Eixo F (MPa)	37,50	160,00
Tensão de flexão – Total (MPa)	75,10	160,00
Deslocamento (m)	0,45	2,02
Torre		
Tensão de compressão (MPa)	14,68	291,00
Tensão de cisalhamento (MPa)	8,49	194,00
Tensão de flexão (MPa)	178,16	204,00
Tensão de torsão (MPa)	16,80	194,00
Deslocamento (m)	0,157	0,277
Flambagem combinada de compressão axial e momento fletor	0,97	1,0

Flambagem local elástica (MPa)	192,84	567
Flambagem local inelástica (MPa)	192,84	259,43
Monopile		
Tensão de compressão (MPa)	7,69	291,00
Tensão de cisalhamento (MPa)	32,19	194,00
Tensão de flexão (MPa)	132,73	291,00
Tensão de torsão (MPa)	2,90	194,00
Tensão devido à pressão hidrostática (MPa)	10,58	45,12
Flambagem combinada de compressão axial e momento fletor	0,48	1,0
Flambagem local elástica (MPa)	166,83	567
Flambagem local inelástica (MPa)	166,83	259,43
Flambagem combinada de tensões de compressão axial e pressões hidrostática	0,513 0,234 0,235	1,0
Flambagem combinada de tensões de tração axial e pressões hidrostática	0,443	1,0

FONTE: O autor (2023).

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Existe uma grande preocupação da sociedade em aliar o desenvolvimento econômico à preservação do meio ambiente. A energia eólica é uma das soluções para essa questão, podendo gerar energia sem emissão de poluentes.

As turbinas eólicas offshore apresentam um potencial de geração de energia maior que as turbinas onshore. Em contrapartida possuem um custo bem mais elevado em relação as turbinas onshore, sendo de grande importância o correto dimensionamento, para garantir a viabilidade econômica e a integridade da estrutura.

Apesar de alguns países estarem avançando na construção desse tipo de estrutura, no Brasil ainda não existem turbinas eólicas offshore construídas. Também não há nenhuma norma nacional que aborda o dimensionamento das turbinas em ambiente marinho.

A natureza das ações hidrodinâmicas difere totalmente o dimensionamento de uma turbina offshore das turbinas onshore, uma vez que as cargas ambientais podem ser críticas no dimensionamento estrutural. Além da elevada magnitude das cargas, há uma complexidade maior no cálculo e na previsão dos fenômenos que causam essas ações. É fundamental para o dimensionamento que existam dados disponíveis contendo o histórico dos ventos, das marés, das correntes e das ondas da região para o correto levantamento das ações.

No trabalho desenvolvido foram utilizados dados sobre ondas de outra região, já que não haviam dados disponíveis referentes a região escolhida. Dessa forma foi possível continuar o estudo, porém é importante deixar claro que as cargas calculadas podem não representar as ações reais que ocorreriam no local.

Outra consideração feita no modelo estrutural é o engaste do monopile na profundidade do leito marinho. Para desenvolver o modelo estrutural com maior acurácia, seria necessário conhecer os parâmetros do solo no local e estudar quais hipóteses representariam de forma adequada a interação solo-estrutura.

Para o dimensionamento foi utilizado o procedimento descrito na norma americana API, que trata de plataformas offshore. A estrutura atendeu aos requisitos da norma para o cenário apresentado no trabalho.

É importante ressaltar que o presente estudo apresenta somente uma análise estrutural estática da estrutura apresentada. Porém é fundamental desenvolver uma análise dinâmica para esse tipo de estrutura. O estudo se limitou à análise estática

por se tratar de um trabalho de graduação, na qual, os conceitos da análise dinâmica não são abordados ao longo do curso.

Dentro das considerações feitas, foi possível analisar os esforços internos de compressão, flexão, cisalhamento e torção atuantes nos elementos estruturais analisados, além dos deslocamentos máximos sob as ações descritas no trabalho. Através dos critérios da norma API RP 2A-WSD foi possível dimensionar os elementos estruturais pelo método das tensões admissíveis, garantido a integridade da estrutura.

5.1 RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

O estudo desenvolvido apresenta algumas limitações descritas anteriormente, portanto, recomenda-se o desenvolvimento de estudos complementares a fim de cobrir as limitações apresentadas.

Sugere-se estudos de viabilidade socioeconômica de parques eólicos offshore na costa do Maranhão; estudos de dimensionamento focados na fundação e utilizando de parâmetros do solo local; levantamento de dados ambientais da região; e por fim o desenvolvimento de estudos envolvendo a análise dinâmica da estrutura apresentada, sendo possível estabelecer um comparativo para avaliar o impacto que uma análise mais robusta teria no dimensionamento.



REFERÊNCIAS

- ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS. A Agenda 2030 para o Desenvolvimento Sustentável, 2015. Disponível em: <<https://brasil.un.org/sites/default/files/2020-09/agenda2030-pt-br.pdf>>. Acesso em: 20 de nov. de 2022.
- ZWIERZIKOWSKI, P. D. G. (2019). Análise dinâmica não linear de uma turbina eólica offshore monopile com TMD. Diss. (Mestrado) – Universidade Federal do Paraná. 2019.
- HARRIGER, E. M. Dynamic analysis of a 5 megawatt offshore floating wind turbine. 2011. Diss. (Mestrado) – University of California
- SILVA, Alan et al. Complementarity of Brazil's hydro and offshore wind power. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 56, p. 413-427, Abr. 2016. Available on: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115013106>. Acesso em: 30 nov. 2022. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.045>.
- DAMIANI, R. R. 10 - Design of offshore wind turbine towers. In: Ng, C., Ran, L. *Offshore Wind Farms: Technologies, Design and Operation*. Woodhead Publishing, 2016. p. 263-357.
- NOLAN, D. Sources of firewater pump supply. In: NOLAN, D. (Ed.) *Fire Fighting Pumping Systems at Industrial Facilities (Second Edition)*. Norwich: William Andrew Publishing, 2011. p. 25-36.
- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API). *API RP 2A-WSD: Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms—Working Stress Design*. 21st Edition, 2000.
- FERREIRA, T. V. B. *Roadmap Eólica Offshore Brasil*. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética – Ministério de Minas e Energia, 2020. Relatório técnico.
- NREL. Disponível em: https://atb.nrel.gov/electricity/2021/offshore_wind#:~:text=Technology%20Description%3A%20Turbines%20are%20rated%20at%2018%20MW.,turbine%20installation%20and%20maintenance%20methods. Acesso em: 29 mai. 2023.
- HERZIG, G. *Global Offshore Wind Report: World Forum Offshore Wind, 2023*. Relatório técnico.
- DNV. Disponível em: <https://www.dnv.com.br>. Acesso em: 20 jun. 2023.
- SILVA, A. J. V. C. *Potencial eólico offshore no brasil: localização de áreas nobres através de análise multicritério*. 2019. Dissertação (Mestrado em ciências em planejamento energético) – Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro (RJ), 2019. Disponível em: http://www.ppe.ufrj.br/images/publicações/mestrado/Dissert_AJVCSilva.pdf. Acesso em: 17 dez. 2022.
- BRASIL. Marinha do Brasil. *Carta náutica das proximidades da Baía de São Marcos*. Niterói: BHMN, 2022. 1 mapa. Escala 1:135.000.
- BRASIL. Marinha do Brasil. *Carta das correntes de maré das proximidades da Baía de São Marcos e Portos de São Luis e Itaqui*. Niterói: BHMN, 2022. 1 mapa. Escala 1:135.000.
- NASAB, N.M.; KILBY, J.; BAKHTIARYFARD, L. Analysis and Design of Monopile Foundations for Offshore Wind and Tidal Turbine Structures. *Water* 2022, 14, 3555. Available at: < <https://doi.org/10.3390/w14213555>>.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). *NBR 6123: Forças devido ao vento em edificações*. Rio de Janeiro, 1988.

- BRASIL. Marinha do Brasil. Dados do PNBOIA Fortaleza. Niterói: BHMN, 2023.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). NBR 15421: Projeto de estruturas resistentes a sismos - Procedimento. Rio de Janeiro, 2006.
- BRASIL. Serviço geológico do Brasil. Carta geológica de São Luís. Brasília: CPRM, 2022. 1 mapa. Escala 1:1.000.000.
- NYSERDA. Disponível em: <https://www.nyserda.ny.gov/All-Programs/Offshore-Wind/About-Offshore-Wind/Offshore-Wind-101>. Acesso em: 29/05/2023.
- JONKMAN, J.; BUTTERFIELD, S.; MUSIAL, W.; SCOTT, G. Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development. Denver: National Renewable Energy Laboratory, 2009. Technical report.
- UNIVERSITY OF STRATHCLYDE. XL Monopiles. Glasgow, 2015. Disponível em: https://www.esru.strath.ac.uk/EandE/Web_sites/14-15/XL_Monopiles/technical.html. Acesso em: 09 jun. 2023.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). NBR 8800:2008 Projeto de estruturas de aço e de estruturas mistas de aço e concreto de edifícios. Rio de Janeiro, 2006.
- MIKKELSEN, L. P. A simplified model predicting the weight of the load carrying beam in a wind turbine blade.. In: 37TH RISØ INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON MATERIALS SCIENCE, 139., 2016, Risø. RISØ: Risø DTU National Laboratory for Sustainable Energy, 2016. p. 139.
- HSU, S. A.; MEINDL, E.; GILHOUSEN, D. Determining the Power-Law Wind-Profile Exponent under Near-Neutral Stability Conditions at Sea. Journal of Applied Meteorology, p. 757–765. 1994. Available at: <[https://doi.org/10.1175/1520-0450\(1994\)033<0757:DTPLWP>2.0.CO;2](https://doi.org/10.1175/1520-0450(1994)033<0757:DTPLWP>2.0.CO;2)>.