



VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DA TURBINA EÓLICA OFFSHORE

Thamires de Almeida Oliveira

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Oceânica, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Engenharia Oceânica.

Orientador: Segen Farid Estefen

Rio de Janeiro
Outubro de 2019

VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DA TURBINA EÓLICA OFFSHORE

Thamires de Almeida Oliveira

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM ENGENHARIA OCEÂNICA.

Examinada por:

Prof. Segen Farid Estefen, Ph.D.

Prof. Carlos Antônio Levi da Conceição, Ph.D.

Prof. Luiz Paulo de Freitas Assad, D.Sc.

Dr. Milad Shadman, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

OUTUBRO DE 2019

Oliveira, Thamires de Almeida

Viabilidade técnico-econômica da turbina eólica offshore/ Thamires de Almeida Oliveira. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2019.

XIV, 68 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Segen Farid Estefen

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Engenharia Oceânica, 2019.

Referências Bibliográficas: p. 53-61.

1. Energia eólica. 2. Offshore. 3. Viabilidade. I. Estefen, Segen Farid. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia Oceânica. III. Título.

Dedico essa dissertação à minha família, tanto a que possuo laços de sangue quanto aquela que me acolheu e me aceitou. Sem vocês nada disso seria possível. Foram meu pilar e inspiração para continuar mesmo em horas que acreditava não ser possível. Só tenho a agradecer a todos vocês. Agradeço ao Laboratório de Tecnologia Submarina por ter me recebido de braços abertos e me dado a oportunidade de pesquisar sobre essa área tão promissora.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DA TURBINA EÓLICA OFFSHORE

Thamires de Almeida Oliveira

Outubro/2019

Orientador: Segen Farid Estefen

Programa: Engenharia Oceânica

Este trabalho desenvolve um estudo da viabilidade técnico-econômica da turbina eólica offshore nas regiões Sudeste e Nordeste do Brasil para aerogeradores com estruturas fixas do tipo monopilar. Inicialmente, são captados os dados ambientais como regime de vento, ondas e profundidade do mar a respeito das regiões selecionadas para verificar a possibilidade da existência da turbina na região. Em seguida, os dados obtidos serão reproduzidos através do Software denominado FAST para analisar o comportamento da estrutura do aerogerador com as cargas de cada área. Após a análise técnica concluída, dá-se início ao processo de viabilidade econômica, no qual são realizados cálculos dos custos da turbina, fundação, estrutura elétrica e custos de operação e manutenção durante 20 anos, que é o tempo do ciclo de vida de um aerogerador. Finalmente, conclui-se a dissertação com a comparação dos custos de produção da energia eólica no Brasil em relação a outros países que já possuem esse tipo de energia, a fim de apurar a competitividade de preços.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

ANALYSIS OF TECHNICAL AND ECONOMICAL FEASIBILITY OF THE
OFFSHORE WIND TURBINE IN BRAZIL

Thamires de Almeida Oliveira

October/2019

Advisor: Segen Farid Estefen

Department: Ocean Engineering

This work develops a techno-economic analysis of a fixed bottom offshore wind turbine in the Southeast and Northeast regions of Brazilian. Initially, the environmental data of the selected locations such as wind and wave regimes and sea depth are obtained using global models. Subsequently, this data is used through the FAST software to analyze the hydrodynamic and structural behavior of the wind turbine. Afterward, economic analyses are performed to calculate the costs of the turbine, foundation, electrical infrastructure, and operation and maintenance during the wind turbine's lyfe-cycle, which is assumed to be twenty years. The dissertation finally compares the energy production costs in Brazil concerning other countries that already have this type of energy to evaluate the price competitiveness.

SUMÁRIO

Capítulo 1 – Introdução	1
Capítulo 2 – Revisão bibliográfica	3
2.1 – Recurso eólico offshore e sua sazonalidade	4
2.2 – Aero geradores e seus componentes	6
2.2.1 – Rotor	7
2.2.2 – Sistema de Transmissão (caixa de engrenagens).....	8
2.2.3 – Gerador	8
2.2.3.1 – Gerador Síncrono (SG).....	9
2.2.3.2 – Gerador Assíncrono (AG)	9
2.3– Subestrutura	10
2.3.1 – Estrutura de suporte	10
2.3.2 – Infraestrutura elétrica.....	15
2.4 – Viabilidade Econômica.....	16
Capítulo 3 – Objetivos.....	19
Capítulo 4 – Metodologia	20
4.1 – Avaliação econômica.....	21
4.1.1 – Custo de Energia Nivelado (LCOE).....	21
4.2 – Viabilidade Técnica (FAST e cargas ambientais)	23
4.2.1 - FAST	23
4.2.2 – Matrizes de Carga Extrema	24
4.2.3 – Verificação da Fadiga (Rainflow Counting)	24
4.2.4 – Cargas Ambientais.....	25
4.3 - Região de Estudo.....	26
4.3.1 - Região Sudeste:	26
4.3.2 - Região Nordeste:	27
4.4 – Modelo de aerogerador de estudo.....	28
Capítulo 5 – Resultados e discussão.....	31
5.1 – Viabilidade Técnica (FAST)	32

5.1.1 - Matrizes de Carga Extrema (Extreme Load Matrix):.....	33
5.1.2 - Verificação da Fadiga (Rainflow counting).....	38
5.2 – Viabilidade econômica	40
5.2.1 – Energia produzida pela turbina.....	40
5.2.2 – Fator de Capacidade	42
5.2.3 – Custo de Energia Nivelado (LCOE).....	43
Capítulo 6 – Conclusão	50
Capítulo 7 - Referências	53
Anexo	62
Anexo I: FAST e seus módulos de operação.....	62
Anexo II: Característica local para a estrutura flutuante em Cabo Frio/RJ.....	65

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Componentes básicos do aerogerador. Modificado de [1]	7
Figura 2 - Modelos de subestrutura de aerogeradores em regime offshore. Modificado de [1]	11
Figura 3 - Cargas aerodinâmicas e hidrodinâmicas aplicadas na estrutura do aerogerador. Modificado de [26]	12
Figura 4 - Relação custo da fundação x profundidade. Modificado de [10]	15
Figura 5 - Fluxograma	20
Figura 6 - Localização aerogerador em Cabo Frio/RJ. Modificado de [62].....	27
Figura 7 - Localização aerogerador Pecém/CE. Modificado de [62].....	28
Figura 8 - Curva de potência NREL 5MW. Modificado de [63]	29
Figura 9 - Espaçamento das turbinas em um parque eólico	30
Figura 10 - Fluxograma resultados e discussão.....	32
Figura 11 - Localização das regiões para o estudo da estrutura	33
Figura 12 - Custo para implantação da turbina eólica monopilar - Pecém/CE	44
Figura 13 - Custo para implantação de turbina eólica monopilar - Cabo Frio/RJ.....	44
Figura 14 - LCOE das localidades.....	46
Figura 15 - Comparação LCOE Cabo Frio/RJ de acordo com o tipo de estrutura.....	47
Figura 14 - Módulos de operação do FAST. Modificado de [56].	63
Figura 17 - Novo local de estudo em Cabo Frio/RJ. Modificado de [62].	65
Figura 18 - Custo para implantação do aerogerador semissubmersível	67

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Velocidade média do vento [m/s] a 100m do MSL.....	27
Tabela 2 - Velocidade média [m/s] a 100m do MSL	28
Tabela 3 - Características do Aerogerador	29
Tabela 4 - Características dos Parques eólicos	30
Tabela 5 - Matriz de carga extrema na base da torre: Cabo Frio/RJ	34
Tabela 6 - Matriz de carga extrema na base da torre: Pecém/CE.....	34
Tabela 7 - Matriz de cargas extremas para yaw: Pecém/CE	35
Tabela 8 - Matriz de carga extrema para yaw: Cabo Frio/RJ.....	35
Tabela 9 - Matriz de carga extrema para movimentos da torre: Pecém/CE.....	36
Tabela 10 - Matriz de carga extrema para movimentos da torre: Cabo Frio/RJ	36
Tabela 11 - Matriz de carga extrema para deflexões da torre abaixo do MSL: Pecém/CE	37
Tabela 12 - Matriz de carga extrema para deflexões da torre abaixo do MSL: Cabo Frio/RJ	37
Tabela 13 - Matriz de carga extrema para reações na base da fundação: Pecém/CE.....	38
Tabela 14 - Matriz de carga extrema para reações na base da fundação: Cabo Frio/RJ	38
Tabela 15 - Verificação de Fadiga: Pecém/CE.....	39
Tabela 16 - Verificação de Fadiga: Cabo Frio/RJ.....	40
Tabela 17 – Valores de: desvio padrão (σ_V) , velocidade média (V_m), fator de forma (k), fator de escala (c) e energia Gerada [kWh/ano]	41
Tabela 18 - Fator de Capacidade	42
Tabela 19 - Potencial Eólico [MWh/ano].....	43
Tabela 20 - Custo de implantação de turbina eólica monopilar	43
Tabela 21 - Custo de energia nivelado (LCOE)	45
Tabela 22 - Novo LCOE com fator de capacidade do Pecém.....	45
Tabela 23 - Resultados Estrutura Flutuante Cabo Frio/RJ	47
Tabela 25 – Velocidade média do vento [m/s] a 100m acima do MSL para nova localidade em Cabo Frio/RJ.....	65
Tabela 26 - Valores de: desvio padrão (σ_V), velocidade média (V_m), fator de forma (k), fator de escala (c) e Energia Gerada [kWh/ano].....	66
Tabela 26 - Energia produzida e fator de capacidade.....	66

Tabela 28 - Custos para implantação de um aerogerador semissubmersível 67

LISTA DE SÍMBOLOS

- a – Fator de anuidade
- c – Fator escala
- C_E – Custo elétrico
- C_f – Custo da fundação
- C_i – Investimento total
- C_{OM} – Custo de Operação e Manutenção
- C_{WT} – Custo do aerogerador
- d – Profundidade
- d_p – Distância até o porto
- d_s – Menor distância dos cabos submersos até a costa
- d_t – Menor distância de cabos terrestres até a rede elétrica
- E – Potencial elétrico por unidade de área
- f_{ksd} – Design buckling of a shell - encurvadura projetada da estrutura
- $f(V)$ – Probabilidade de ocorrência de uma velocidade
- k – Fator forma de Weibull
- ln – Logaritmo natural
- m/s – Metros por segundo
- P – Energia produzida pela turbina
- P_e – Potencial eólico
- $p(V)$ – Energia gerada pela turbina em uma velocidade dada
- P_{WT} – Potência da turbina
- Vm – Velocidade media
- $\sigma_{j,sd}$ – Tensão de Von Mises
- $\Delta\sigma$ – Variação da tensão
- σ_V – Desvio Padrão
- € - Euro
- €/MW – Euro metro por megawatt
- €/MWh – Euro por megawatt hora
- €/km² - Euro por quilômetro quadrado
- €/km²/ano – Euro por quilômetro quadrado por ano

kW – Kilowatt
Km – Quilômetros
Km² -Quilômetros Quadrados
MW – Megawatt
MWh/ano – Megawatt hora por ano
MWh/ano/m² - Megawatt hora por ano por metro quadrado
R\$ - Reais
R\$/km² - Reais por quilômetro quadrado
R\$/MW – Reais por megawatt
R\$/MWh – Reais por megawatt hora
W/m² - Watt por metro quadrado
AG – Assynchronous Generator – Gerador Assíncrono
AEP – Annual Energy Production – Energia Produzida Anualmente
CA – Corrente alternada
CAPEX – Capital Expenditure – Despesas com capital
CC – Corrente contínua
COE – Cost of Energy – Custo da Energia
CF - Capacity Factor – Fator de Capacidade
DFF – Design fatigue Factor – Fator de Fatiga do Projeto
DLC – Design Load Cases – Casos de Cargas do Projeto
DNV-RP – Det Norkse Veritas Recomendad Pratices
FAST – Fatigue, Aerodynamic, Structures and Turbulence
HVAC – High Voltage Alternating Current – Corrente Alternada de Alta Voltagem
IPCC AR5 – Intergovernmental Panel on Climate Change, Fifth Assessment Report –
Painel Intergovernamental em Mudanças Climáticas, Quinto Relatório de Análise
LCOE – Levelized Cost of Energy – Custo Nivelado de Energia
LPC – Levelized Production Cost – Custo de Produção Nivelado
NREL – National Renewable Energy Laboratory
O&M – Operação e Manutenção
OPEX – Operations and Maintenance Expenditure – Despesas com Operação e
Manutenção
OWE-GIS – Offshore Wind Energy Geographic Information System – Sistema de
Infomração Geográfica da Energia eólica Offshore

OWT – Offshore Wind Turbine – Turbina Eólica Offshore
PNBOIA – Programa Nacional de Boias
PPA – Power Purchase Agreement – Acordo de Compra de Energia
RAMS – Regional Atmospheric Modeling System – Sistema de Modelamento Atmosférico Regional
SAM – System Advisor Model – Modelo de Sistema de Consulta
SCIG – Squirrel-cage Induction Generator – Gerador de Indução com Gaiola de Esquilo
SG – Synchronous Generator – Gerador Síncrono
TLCC – Total Life-Cycle Cost – Custo Total do Ciclo de Vida
TLP – Tension Leg Platform
U.C. – Unit Check – Verificação da Unidade
NCAR/UCAR – Ressearch Data Archive, Computacional & Information Systems Lab
WRIG – Wound Rotor Induction Generator – Gerador de Indução com rotor bobinado
WT – Wind Turbine – Turbina eólica

Capítulo 1 – Introdução

A energia eólica tem expandido a largos passos no decorrer das últimas décadas. Dados históricos apontam que se utilizava o vento para fins de navegação, aplicações mecânicas; como a moagem de grãos, bombeamento de água e a potencialização do maquinário de indústrias através da utilização de turbinas verticais, que eram consideradas as maiores fontes de energia até a invenção de motores a vapor. No entanto, nos dias atuais as turbinas horizontais são utilizadas de forma hegemônicas. Em termos de produção energética a mudança também foi notória através do tempo, gerando inicialmente uma potência de apenas 75 kW (Quilowatts) no passado, chegando, atualmente, à produção de 10 MW (Megawatts) com a altura da torre alcançando mais de 125 metros do solo [1].

A energia eólica pode ser explorada de duas formas: em terra ou no mar, sendo denominados de onshore ou offshore. Enquanto turbinas onshore têm sido utilizadas por mais de um século, a energia eólica offshore vem sendo explorada desde 1991, e recentemente atrai grande atenção [2]. O potencial energético offshore é maior se comparado ao meio onshore, em virtude da ausência de obstáculos no mar e por apresentar velocidades de vento mais altas conforme se afasta da costa [3]. Ao passo que a energia eólica expande, a mesma possui potencial para se tornar uma fonte de energia significativa para o mundo.

O Brasil, devido a sua vasta faixa territorial, tanto marítima quanto terrestre, ostenta um cenário vantajoso para a produção deste tipo de energia. No entanto, vem explorando a energia eólica de forma moderada em regime onshore (em terra), existindo a possibilidade de expandir para o meio offshore (em mar). Atualmente, o número de pesquisas em relação à energia eólica no Brasil vem crescendo, principalmente a respeito dessa energia em regime offshore, sendo que já existe um vasto conteúdo em relação ao modo onshore, porém necessita maiores aprofundamentos nos aspectos ambiental e econômico.

Com a acelerada industrialização e o aumento populacional, surgiram muitas preocupações com relação ao aumento da demanda de energia: esgotamento e/ou restrições no uso de combustíveis fósseis, além da responsabilidade com relação ao meio ambiente, conduzindo diversos países a buscarem o desenvolvimento de energias alternativas de qualidade [4]. Devido a esses fatores, a energia eólica pode ser considerada como uma das fontes mais promissoras de produção de energia renovável.

Através de análises e experiência operacional, comprovou-se que a utilização da energia eólica é uma realidade possível no Brasil [5, 6, 7]. Porém, preocupações com relação ao custo financeiro tornam-se um entrave na consolidação desta forma de produção de energia.

A presente dissertação tem como intuito discutir a viabilidade técnico-econômica de uma turbina eólica offshore, por ela possuir maior área disponível para exploração e instalação, além de uma maior disponibilidade de captação de vento. Foram selecionadas duas regiões no Brasil: sudeste e nordeste, por possuírem grande potencial energético [8]. No capítulo 2, será apresentada a revisão bibliográfica de estudos realizados a respeito da energia eólica no Brasil, abordando aspectos relativos ao recurso eólico offshore e sua sazonalidade, os componentes das turbinas eólicas e as turbinas mais modernas utilizadas na atualidade. Também serão abordadas a subestrutura, interação solo-fundação, e a infraestrutura elétrica de um aerogerador. No capítulo 3 será apresentada a metodologia, onde consta um estudo das cargas ambientais suportadas pelo aerogerador, um estudo das características das regiões selecionadas, e a metodologia de cálculo para o custo da energia eólica associadas às propriedades da turbina empregada no presente estudo. A viabilidade técnica será abordada através do software FAST, demonstrando seu funcionamento a partir das variáveis vento, ondas e correntes marítimas, nas regiões selecionadas. No que tange à viabilidade econômica, serão apresentados os custos para fabricação, produção e instalação do aerogerador, abrangendo turbina, subestrutura, fundação, infraestrutura elétrica, seguro e contingência e despesas com operação e manutenção, durante o tempo de vida do empreendimento, cerca de 20 anos. O capítulo 4 irá tratar dos resultados e discorrerá a respeito da viabilidade técnico-econômica da turbina nas localidades selecionadas, explorando as respostas encontradas através do software FAST e o modelo econômico adotado, ressaltando a viabilidade do aerogerador de acordo com as características de cada região. No capítulo 5 a pesquisa é discutida, no âmbito das principais contribuições da presente dissertação para a área eólica offshore.

Capítulo 2 – Revisão bibliográfica

Existem muitas pesquisas feitas a respeito da energia eólica. Mas nenhuma bibliografia sobre a viabilidade econômica de uma turbina eólica offshore no Brasil. Para que possa ser estudada a viabilidade econômica de uma turbina eólica é necessário que seja feita uma série de estudos, que vão desde a fundação até o cálculo do modelo econômico, passando pelos tipos de sistemas eólicos, cargas e impactos ambientais.

Foram realizados estudos [5] sobre a avaliação do emprego em tecnologias energéticas renováveis na indústria eólica no Brasil, foi descrito que através de uma política de incentivo, os aspectos econômicos, ambientais e sociais são utilizados pela população regional. O desenvolvimento econômico e social de uma determinada localidade aumenta em todas as fases desde a construção e instalação, até as fases de operação e descomissionamento do aerogerador.

O estudo a respeito da complementariedade das energias hidrelétrica e eólica no Brasil foi elaborado [6]. Concluiu-se que a energia eólica pode contribuir para maior eficiência da geração hidrelétrica. Os resultados expuseram grande destaque nos ventos nas regiões norte, nordeste, sul e sudeste do país. Também há grande complementariedade sazonal entre os regimes de vento das regiões norte e nordeste do Brasil, especialmente os ventos offshore das mesmas, agregando desta forma, os regimes hidrológicos das bases de São Francisco, Oeste Atlântico, Paraná, Paraguai, Uruguai e Atlântico Sul.

Foram discorridos os impactos ambientais que a energia eólica pode causar [7], onde afetam animais e os seres humanos devido ao barulho propagado e ao impacto visual causado pelos aerogeradores. Quando comparado aos combustíveis fósseis, a energia eólica possui um maior benefício ao meio ambiente. Contudo, com a criação de políticas de fiscalização e suporte a energia eólica pode se afirmar como um conceito energia limpa e sustentável, apta a substituir os combustíveis fósseis.

Argumentou-se sobre o modelo econômico de um parque eólico offshore flutuante [8], indagando sobre a precisão dos custos estimados. Os valores mais importantes identificados em sua análise foram a potência da turbina, o fator de capacidade (CF - Capacity Factor), a disponibilidade de vento e o custo do capital. Valores em cada projeto podem variar de acordo com os processos de fabricação, instalação e manutenção. Pode-se concluir que a eólica offshore pode se tornar uma fonte de energia competitiva no futuro, mas as estruturas flutuantes ainda possuem um mercado imaturo, com diferentes conceitos em desenvolvimento. As estruturas flutuantes são consideradas uma opção de substancial valor para produção de energia sustentável num futuro próximo.

Foi desenvolvido um Sistema de Informação Geográfica da Energia Eólica Offshore (OWE-GIS – Offshore Wind Energy Geographic Information System) [10] com o intuito de avaliar economicamente o recurso eólico offshore no Reino Unido. O OWE-GIS do Reino Unido estimou os custos de um parque eólico, levando em consideração os maiores componentes do capital, que são: custo do desenvolvimento baseados na profundidade do local, distância até portos e pontos de ligação com a rede elétrica, o potencial de produção energética dependente da média anual da velocidade de vento, perdas em potencial, disponibilidade da turbina, custos de operação e manutenção e parâmetros financeiros como: taxa de desconto variando de 10% a 15% e a vida útil do projeto, que será de 20 anos.

Para o entendimento do desenvolvimento e a expansão de tecnologias que exploram recursos naturais, foram apresentadas informações [7] sobre a produção de energia eólica, baseando-se na experiência do mercado Europeu, que é uma referência para países de mercados emergentes, como é o caso do Brasil. Foi verificado que os elementos que atraem investidores para o alto potencial eólico do Brasil são (dentre outros): (i) o reforço nos cuidados da crise de fornecimento de energia elétrica nacional; (ii) a atratividade ambiental dos recursos renováveis em comparação com os efeitos dos combustíveis fósseis, especialmente em relação ao aquecimento global; (iii) o emprego de programas governamentais para estimular o uso de energias renováveis; e (iv) ações destinadas a estruturar quadros normativos para incluir fontes renováveis de energia.

2.1 – Recurso eólico offshore e sua sazonalidade

O vento possui características distintas ao redor do mundo. Essas circunstâncias afetam os aerogeradores, sendo necessário então o estudo a respeito de suas condições e análise das localidades de interesse. A compreensão do comportamento dos ventos nas superfícies oceânicas, localizadas 10 metros acima do nível médio do mar (MSL), é fundamental para estudos oceanográficos e meteorológicos. A fim de viabilizar um aerogerador em regime offshore, torna-se necessária a análise dos ventos, principalmente de acordo com sua direção e velocidade, podendo ser obtido através da captação mediante sensores remotos ou locais [8].

O Brasil, pelas suas dimensões continentais, possui regiões geográficas com diferentes características climáticas. Com relação ao vento, algumas áreas com uma marcante sazonalidade, como Sul e Sudeste do Brasil e outros com uma uniformidade climática, como é o caso do Nordeste, tornam o Brasil forte candidato a adquirir uma

OWT (Offshore Wind Turbine – Turbina Eólica Offshore). Onde para uma melhor captação da energia emanada dos ventos, uma uniformidade climática é ideal. Os estudos realizados a respeito dessa temática, serão apontados a seguir.

Um estudo feito através da observação de locais nas regiões nordeste e sudeste do país afim de considerar os impactos das diferenças climáticas com relação aos ventos [11]. Cinco áreas foram selecionadas, em formas quadradas e retangulares, resultando em dez áreas por local. As localizações geográficas escolhidas foram as cidades de Fortaleza e Rio de Janeiro, localizadas nos estados do Ceará e Rio de Janeiro respectivamente. Como resultado do estudo, a respeito da variância, quando colocando a mesma tecnologia eólica em duas localizações diferentes, uma no Nordeste e outra no Sudeste, ocorre uma variação de aproximadamente 334% (em MWh/ano) em função da diferença de fontes de vento disponíveis. A respeito da variação de área, a diferença em MWh/ano/m² entre uma área de 2500m² ou de 4900m² em Fortaleza é aproximadamente 42% para tecnologia eólica. Isso decorre da possibilidade do uso de modelos tecnológicos apropriados. Com relação à forma variante, observando áreas quadradas e retangulares de 100m², a diferença de MWh/ano obtida pelo uso da tecnologia eólica é aproximadamente 250%. Foi observado que a localização não influencia o processo de disposição das áreas, sendo na região Sudeste ou Nordeste, baseando-se apenas no diâmetro das pás da turbina. O tamanho da área permite uma admissão ou rejeição prioritariamente a possibilidade de acomodar específicos modelos de turbinas eólicas no local.

Foram estimados futuros cenários de ventos extremos no Brasil [12], aplicando a análise de um histórico de 50 anos de observação da velocidade do vento e parâmetros meteorológicos a 10 metros de altura em relação ao solo no Brasil. Técnicas abrangendo análise de um grupo foi possível caracterizar seis principais regiões com macro similaridades climáticas. O resultado do estudo para ventos no Brasil apresenta uma tendência positiva para velocidade de vento mais altas, sendo consistente com os resultados apresentados pelo IPCC AR5. Há indícios de aumento na ocorrência de ventos máximos extremos, mas não há ocorrências acima de 25 m/s nos dados das séries, ou seja, essas mudanças não afetam a estrutura da turbina eólica, mas irá afetar a geração de energia. Considerando-se que os dados não incluem medidas de série de eventos feitas a curto prazo, como rajadas de vento, então os resultados apresentados são para eventos de longo prazo [8].

Uma estimação dos ventos offshore no Estado do Ceará-Brasil foi feita [13] através da coleta de dados meteorológicos por meio do modelo computadorizado

atmosférico (RAMS – Regional Atmospheric Modeling System – Sistema de Modelamento Atmosférico Regional), levando em consideração dados de batimetria e rotas de navegação ao longo da costa do Ceará. Resultados demonstraram uma velocidade de vento média acima de 8 m/s e uma densidade de potência de 720 W/m² independente do período avaliado, principalmente nos meses de Agosto a Dezembro, tornando possível uma futura implantação da turbina eólica offshore nesta região. Porém, o Ceará possui uma plataforma continental extensa e a rota de navios com maior escala ocorre em uma distância maior da costa, fato que não afetará futuros empreendimentos no local estudado.

2.2 – Aerogeradores e seus componentes

Instalações eólicas e turbinas são sistemas sofisticados e complexos que necessitam de uma abordagem onde haja melhoria no custo das turbinas e no desempenho. Aerogeradores são compostos por: torre, rotor e nacele, instalados no topo da torre, conforme mostrado na figura 1. O nacele possui diversos componentes necessários para a conversão da energia eólica para energia elétrica. Os principais componentes da turbina são: rotor da turbina, sistema de transmissão (caixa de engrenagens), gerador, componentes eletrônicos, controle do sistema, transformador e a conexão com o sistema elétrico. Durante o projeto do aerogerador, considerações devem ser feitas com relação a: seleção de uma turbina para um determinado regime de vento, localização da turbina, configuração do parque eólico, espaçamento do local e procedimentos de instalação, metodologias para O&M (operação e manutenção) e a integração com sistema elétrico. A potencialização de turbinas eólicas requer uma perspectiva de um sistema inteiro, considerando não somente a turbina como um dispositivo aerodinâmico individual, estrutura mecânica e sistema de controle, mas, considera a turbina reunida com seus componentes como um todo durante o projeto [1]. O tamanho do aerogerador offshore não é restrito como o caso das turbinas onshore, podendo ser maiores, mais leves e mais flexíveis. Apesar do custo relativamente mais alto devido ao custo da fundação para a condição offshore [14], uma maior geração da energia serve de motivação para a construção de turbinas cada vez maiores, como o caso de turbinas de 10 MW ou mais. Ao se projetar um aerogerador que irá operar em regime offshore, seus custos devem ser avaliados. O custo do conjunto que forma a turbina representa 40% do valor do investimento, onde 25% corresponde ao valor das pás da turbina. [15].

poliéster. [18]. Em turbinas mais modernas, as pás podem girar ao redor de seu eixo longitudinal.

2.2.2 – Sistema de Transmissão (caixa de engrenagens)

A energia capturada pelo rotor através do vento é conduzida para o gerador através do sistema de transmissão, que é composto por eixo do rotor, freios mecânicos e caixa de engrenagens. Os freios mecânicos são usados geralmente como freios auxiliares em caso de falha no sistema de freios aerodinâmicos quando a turbina para de produzir. O sistema aerodinâmico de freios consiste em girar as pás das turbinas de forma que parem de captar o vento em sua direção, girando em cerca de 90 graus sobre o eixo longitudinal da pá.

O principal objetivo da caixa de engrenagens é aumentar a velocidade do rotor, convertendo a rotação lenta com alto torque do rotor em uma rotação com maior velocidade no eixo do gerador. De acordo com o design, as caixas de engrenagens são divididas em duas classes: a primeira sendo a classe de caixas de engrenagens helicoidais, que se compõe de um par de volantes com eixos paralelos; a segunda classe é denominada como caixa de engrenagens planetária, consistindo em trens de volantes de engrenagens elípticos [19]. Conforme a caixa de engrenagens é sujeita à grandes variações no torque, devido ao aumento do tamanho das turbinas e a variação da velocidade, ocorre sua falha em menos de dois anos de operação, necessitando assim de manutenção. A diferença entre as turbinas eólicas com ou sem a caixa de engrenagens é a velocidade do rotor do gerador [20].

Como forma de evitar falhas, novas tecnologias vêm sendo desenvolvidas de maneira a não precisar da caixa de engrenagens, utilizando-se um novo design em geradores, como, por exemplo, uma estrutura multipolar criada para adaptar a velocidade do rotor a velocidade do gerador. A velocidade do gerador diminui, aumentando-se o número de pares de polos, logo, a caixa de engrenagem pode não ser necessária para sistemas de geração de energia eólica com multipolos, caso haja mais de cem pares de polos no sistema.

2.2.3 – Gerador

O gerador é um componente eletromecânico que converte a energia mecânica em energia elétrica. Geradores possuem um estator e um rotor, onde o estator se apresenta com um alojamento fixo, que contém bobinas de fios acoplados em determinado padrão.

O rotor é a parte móvel do gerador, produzindo movimentos rotacionais e é responsável pelo campo magnético do gerador.

Através do movimento de seu rotor, um campo magnético é gerado, passando então para as bobinas do estator e induzindo uma voltagem no estator. Quando o campo magnético do estator está seguindo o campo magnético do rotor, o gerador é chamado de síncrono (SG – Synchronous Generator), caso contrário, será chamado de assíncrono (AG – Assynchronous Generator). Os dois tipos de geradores citados são os mais utilizados pela indústria eólica [20].

2.2.3.1 – Gerador Síncrono (SG)

O gerador síncrono (SG) opera com uma velocidade síncrona, determinada pela frequência do campo rotacional e pelo número de pares de polos do rotor. A velocidade irá variar de acordo com a frequência da conexão elétrica, independente da magnitude do torque aplicado. Se o SG possui um grande número de par de polos (estrutura multipolos) pode ser usado para aplicações de transmissão direta sem a necessidade do uso da caixa de engrenagens. O SG é mais caro e mecanicamente mais complexo em relação a um gerador assíncrono (AG) com as mesmas dimensões. Sua vantagem é que não precisa de uma futura compensação quando em operação, devido ao fato de que não há necessidade de uma corrente de magnetização reativa [20].

2.2.3.2 – Gerador Assíncrono (AG)

O gerador assíncrono possui benefícios como: (i) sua robustez, (ii) uma mecânica mais simplificada, quando em comparação aos geradores síncronos, (iii) produção em larga escala e seu consequente preço mais baixo. Como desvantagem, o gerador apresenta a necessidade de uma corrente magnetizada reativa para o estator. Conforme o gerador assíncrono não contém ímãs permanentes para fornecer a excitação, indispensável ao funcionamento do gerador, a mesma é produzida a partir do consumo da energia reativa fornecida pela malha ou através dos eletrônicos de potência.

Nos geradores assíncronos, um campo elétrico é induzido entre o rotor e o campo rotacional do estator, por meio de um movimento chamado de escorregamento (slip), causando uma corrente nas bobinas do rotor. A interação do campo magnético do rotor com o corpo do estator resulta em um torque atuante no rotor. O rotor de um gerador assíncrono pode ser projetado como um rotor de curto circuito (rotor com gaiola de esquilo – squirrel-cage rotor) ou como um rotor bobinado (Wound rotor) [21].

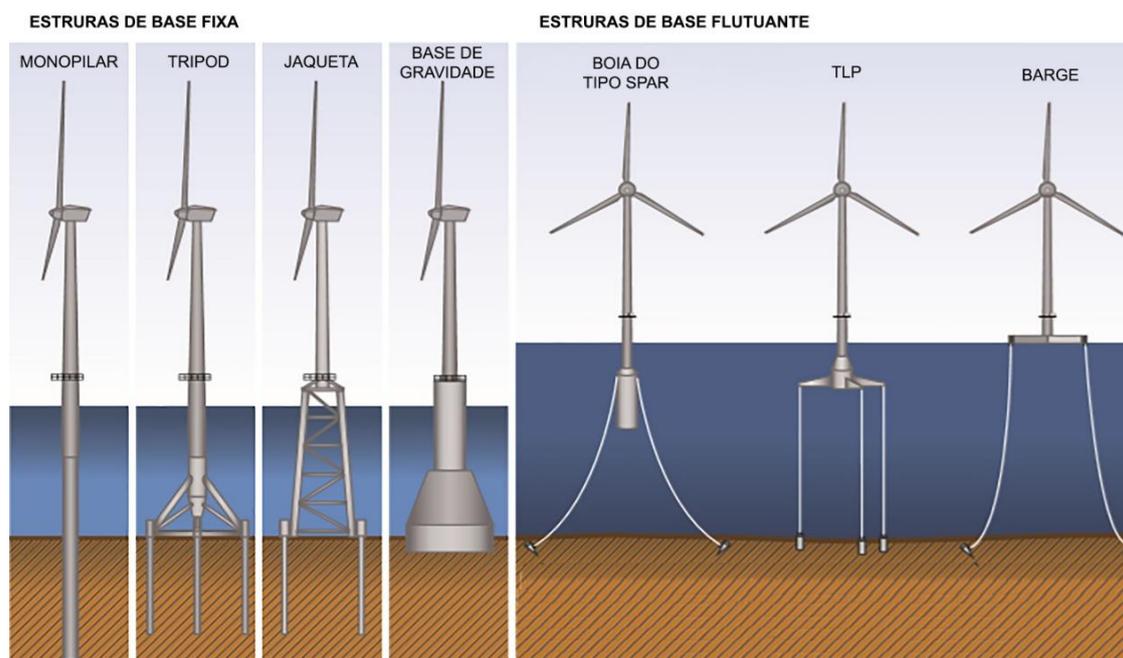
2.3– Subestrutura

2.3.1 – Estrutura de suporte

Para gerar mais eletricidade, as turbinas eólicas modernas são construídas a partir de um rotor com maior diâmetro e são instaladas em águas mais profundas, aumentando significativamente o custo de um projeto, podendo ser citado um empreendimento em regime offshore [22, 23]. Aerogeradores em regime offshore vem sendo instalados de forma crescente em regiões de águas mais profundas devido a maior velocidade do vento e um impacto visual menor [24]. Somados ao vento, turbulências mais baixas e a abundância em áreas fazem com que a construção, transporte e instalação de um aerogerador em regime offshore seja uma proposta atraente [25].

Logo, um projeto apropriado de um aerogerador em regime offshore, deve incluir estruturas de suporte proporcionando uma solução mais rentável economicamente, já que a fundação representa cerca de 30 a 40% do custo do projeto [23]. Os conceitos das subestruturas e da fundação são emprestados da indústria de petróleo e gás. Diferentemente das plataformas de petróleo, OWTs podem ser mais flexíveis e estão sujeitas a altas cargas laterais, através da combinação das cargas de: vento, ondas e correntes, tornando necessária uma análise detalhada a respeito dessas cargas na estrutura do aerogerador. A figura 8 apresenta os tipos de estruturas utilizadas [23].

Um elemento determinante para a escolha da subestrutura dos aerogeradores em regime offshore é a profundidade da água no local de instalação desejada. Monopilares têm sido usados largamente como suporte para OWT em águas rasas (até 25 metros de profundidade), onde mais de 75% dos OWTs instalados na Europa são monopilares [26]. Entretanto, para águas com profundidade entre 40 e 100 metros, a estrutura adotada é a jaqueta, por ser hidrodinamicamente mais transparente às forças de onda. Podendo ser empregada no lugar da jaqueta, estruturas do tipo tripilar como estrutura fixa são uma opção. Ao considerar estruturas flutuantes, deve-se observar alicerces do tipo spar-buoys, plataforma do tipo tension leg, semi-submersíveis ou híbridos das estruturas apresentadas [1].



*Figura 2 - Modelos de subestrutura de aerogeradores em regime offshore.
Modificado de [1]*

A estrutura do aerogerador em regime offshore é desenvolvida de forma que seja estável quando sujeita a cargas aerodinâmicas e hidrodinâmicas. Conseqüentemente, a massa total, rotação no topo da torre e fadiga da estrutura são determinados pelo peso aproximado dos seguintes componentes: (i) rotor e do nacelle montados; e (ii) a altura, o diâmetro e espessura da torre.

A altura da torre depende da altura do cubo, que capta o vento. As dimensões do aerogerador aumentam de acordo com tamanho do rotor. A flexibilidade da torre aumenta conforme sua altura, diminuindo a frequência fundamental do sistema. Portanto, a flexibilidade da torre afeta significativamente no desgaste do material que suporta a estrutura [27].

A presente dissertação abordará a estrutura do tipo monopilar, porém também foi discorrido a respeito de algumas estruturas existentes, com o objetivo de conhecê-las e ter um melhor entendimento a seu respeito. Para isso, foram incluídos estudos realizados sobre essas estruturas, a fim de complementar a dissertação.

Para a estrutura monopilar, seu comprimento incorporado à torre, localizado abaixo do nível do leito marinho é importante para a relação do seu estado limite de utilização, podendo concluir que, um menor comprimento do monopilar aumenta a

rotação do mesmo no nível do leito marinho, conseqüentemente afetando o consumo da massa total do OWT e aumentando a fadiga do material constituinte da estrutura.

Uma abordagem para aproximar a viabilidade de projetos de aerogeradores offshore (OWT), considerando monopilares de 5 e 2 MW contendo 3 pás cada um, com sua fundação em solo argiloso e em camadas macia-macia e macia-rígida respectivamente, onde o estado limite de utilização e o tempo de vida até sua fadiga é verificada com o objetivo de avaliar a segurança da estrutura [28]. Cargas aerodinâmicas e hidrodinâmicas são aplicadas à estrutura e a análise dinâmica é desenvolvida utilizando-se o método de elemento finito no domínio do tempo. A figura 9 apresenta as cargas mencionadas. A massa global da estrutura é analisada, considerando duas aproximações para se obter um projeto com a melhor viabilidade econômica. O resultado do estudo mostrou que o projeto na camada macia-macia é possível para a turbina de 2 MW sujeita a velocidades do vento mais longas. Foi identificado que a massa do rotor, o nacele e a altura da torre tem um papel governante para projetos em solo macio-rígido e no consumo do material. As profundidades integradas e críticas tem impacto no projeto. O tempo até a fadiga é um critério governante do projeto para um OWT em uma camada rígida [28].



Figura 3 - Cargas aerodinâmicas e hidrodinâmicas aplicadas na estrutura do aerogerador. Modificado de [26]

Um modelo experimental estuda a flexibilidade do aerogerador, considerando os efeitos da estrutura de suporte e o subsolo na característica da vibração natural da turbina

[29], incluindo uma interação dinâmica solo-estrutura com foco nas fundações do tipo monopilar, com o objetivo de garantir a confiabilidade da efetividade do projeto. A interação solo-estrutura tem alto impacto no dano por fadiga. A resposta dinâmica do aerogerador é dependente do tipo de solo utilizado para a fundação, fazendo com que o modelo apresentado de interação solo-estrutura se torne atrativo, podendo ser aplicado para outras fundações como: jaqueta ou tripilar, levando em consideração qualquer efeito da interação estrutural.

Para a estrutura do tipo jaqueta, foi realizada uma investigação interação do solo-estrutura usando o espectro de JONSWAP [30]. Respostas estocásticas do OWT sob diferentes perfis de solo e condições do oceano foram estudadas através da junção entre forças aerodinâmicas e hidrodinâmicas. Foi concluído que essa interação solo-estrutura possui uma influência significativa em camadas de argila mole. Porém, para solos em camadas onde há areia densa, possuem uma influência negligenciável.

Aerogeradores flutuantes aumentam a complexidade do projeto, pois além do movimento da turbina, há o movimento adicional da base. Mas, caso seja rentável, pode trazer vantagens como: (i) o acesso a áreas com fontes de vento maiores, (ii) a padronização por meio do qual a turbina e a estrutura de suporte podem se tornar independentes da lâmina d'água e das condições do leito marinho, resultando em uma instalação mais simplificada (como a instalação completa da turbina poderá ocorrer em áreas protegidas em regime offshore) [30]. Independentemente do tipo de estrutura flutuante que a turbina for instalada, o rotor estará sujeito a movimentos adicionais devido aos movimentos hidrodinâmicos da plataforma flutuante, causados pelas correntes e ondas, assim como pela flexibilidade da interação aerodinâmico-hidrodinâmica entre a turbina eólica e a plataforma [31]. A maior vantagem do aerogerador flutuante em comparação com as turbinas eólicas fixas é: a redução da necessidade do tratamento operacional, facilitando processos que dependem de fatores meteorológicos e oceanográficos para serem realizados. Outro benefício nos conceitos de estruturas flutuantes é que não há necessidade de grandes suspensões da estrutura e a instalação das embarcações com posicionamento dinâmico, o que custaria aproximadamente £ 150 000 por dia, os rebocadores que são utilizados pelas estrutura flutuantes que são cerca de 80% mais baratos, custando cerca de £ 30 000 por dia [32]. As embarcações para o transporte variam de acordo com o processo de instalação e da estrutura.

Em estruturas flutuantes híbridas, os resultados de testes feitos em uma estrutura de escala 1:60 do tipo Triple Spar Floater foram apresentados [33]. Essa estrutura é um

híbrido entre o spar buoy e um semissubmersível com flutuador triplo (semi submersible tri-floater) em uma turbina de 10 MW. Os testes focaram nos efeitos do amortecimento aerodinâmico, da interação entre forças do vento e da onda e o movimento de pitch (arfagem) da lâmina da turbina. Como resultado, foi descoberto que a produção da frequência natural da plataforma era devido ao decaimento do movimento em pitch induzido pelo grupo de ondas. As forças de vento e de ondas se mostraram evidentes durante os testes.

Ainda sobre plataformas flutuantes, uma análise do aerogerador sob uma plataforma flutuante sujeita a condições de movimento do tipo surge (avanço) foi desenvolvido [34]. Para aerogeradores flutuantes, a aerodinâmica e as instabilidades são muito mais complexas do que as estruturas com base fixa, em consequência das variantes da plataforma flutuante. Foi descoberto que, através das forças aerodinâmicas do rotor, a potência aerodinâmica média aumenta para mais de 3% quando comparada a plataforma fixa em condições de capacidade nominais. O movimento de surge (avanço) na plataforma é uma das fontes de fadiga nas seguintes regiões: pás e haste da turbina. Então, a turbina eólica pode obter energia extra através do movimento de surge (avanço) da plataforma, quando a mesma trabalha em condições nominais.

A partir da figura 10, foi estabelecida uma comparação entre os valores da fundação [€m/MW] da estrutura fixa e para flutuante em função da profundidade e tipo de estrutura [10].

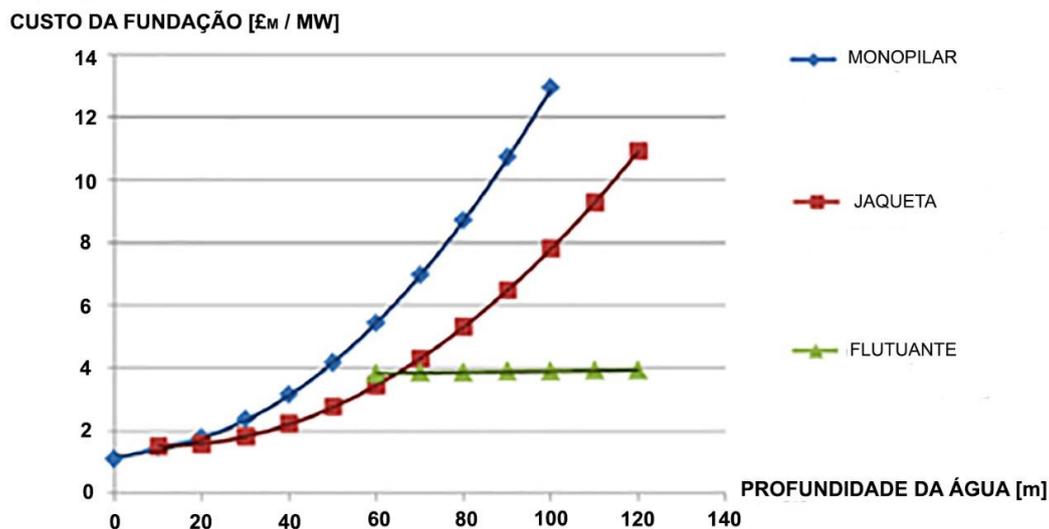


Figura 4 - Relação custo da fundação x profundidade. Modificado de [10]

2.3.2 – Infraestrutura elétrica

Para que a energia produzida pelo aerogerador seja transmitida para a subestação e assim abasteça outros locais, é necessária uma infraestrutura elétrica. Uma conexão elétrica offshore geralmente consiste de cabos de energia, subestação offshore e onshore além de cabos submarinos de transmissão de eletricidade [23].

Existem dois tipos principais de tecnologias para a transmissão de eletricidade até a rede que se encontra em regime onshore: corrente alternada e corrente contínua. Atualmente, os cabos de corrente alternada de alta voltagem (HVAC – High Voltage Alternating Current) são utilizados para ligar as turbinas às subestações offshore, com a energia em cada turbina de forma individual. Cabos HVAC também são usados para transmitir a eletricidade que vai desde parques eólicos até subestações onshore que estão a distâncias variando de 20 a 60 quilômetros.

O aumento na produção de eletricidade através das energias renováveis apresentou um novo conjunto de desafios para a distribuição da eletricidade. Isso inclui a variabilidade de fontes de energia renovável e a localização das mesmas [35]. A grande instabilidade das energias renováveis deve-se às características do clima, que introduzem uma incerteza na redistribuição dessa energia em escala de segundos, horas e dias [36]. Em outras palavras, a energia eólica, por exemplo, produz flutuações na captação de energia, causando conseqüentemente oscilações na geração de eletricidade, em razão dos ventos não serem constantes não somente em escala diária, mas em escala sazonal e interanual. Esta incerteza e variabilidade podem ser resolvidas das algumas formas: (1)

Pela troca de reservatórios convencionais de energia por uma de ação rápida, conforme seja necessária tendo como base as previsões meteorológicas; (2) pela instalação de bases de armazenamento em larga escala para a rede elétrica; e (3) pela transmissão à distância da eletricidade, permitindo acesso a grandes áreas de recursos para balancear excessos ou déficit de energia em escala regional ou local [36].

O layout e os componentes a serem utilizados na estrutura elétrica do projeto eólico são altamente dependentes do local onde a turbina eólica será instalada. Este sistema poderá ser otimizado através do emprego de softwares para monitoramento e controle da turbina, aumentando-se desta forma a produção de energia, mas consequentemente aumentará o custo da parte operacional do projeto [37].

2.4 – Viabilidade Econômica

Antes da escolha da metodologia adotada na presente dissertação, foi importante considerar alguns métodos publicados a respeito da avaliação econômica para turbinas eólicas, para que haja um entendimento a respeito das abordagens utilizadas na atualidade.

Para se criar um projeto de uma turbina eólica, é necessário que se leve em consideração diferentes fatores que afetam o custo. Partindo das atividades prévias à construção da turbina eólica, como: o estudo da localidade até a decisão final de investimento. O desenvolvimento de um projeto pode levar anos até seu comissionamento, levando geralmente de 7 até 10 anos para a instalação da turbina [39]. Os custos de desenvolvimento podem ser subdivididos em quatro categorias principais: (i) estudo do local; (ii) consentimento e planejamento; (iii) projeto e engenharia; e (iv) trabalho comercial e jurídico. O estudo do local é requerido para que se obtenha um entendimento das condições ambientais, oceanográficas e meteorológicas dos locais que serão instaladas a turbina e os locais ao redor para o estabelecimento de subestações conforme seja necessário para o projeto. Para o consentimento e planejamento é necessária a aprovação da proposta, onde é preciso uma avaliação do impacto ambiental, tanto do ponto de vista do impacto humano quanto do impacto ao meio ambiente. Entretanto, o processo de consentimento varia de acordo com a legislação de cada país e depende da localização proposta para o projeto [40]. Já as atribuições de “design” e engenharia são exigidas a fim de se desenvolver o projeto de uma turbina eólica offshore com uma estrutura tanto flutuante quanto fixa. Essas tarefas são distintas para cada conceito de turbina eólica e não podem ser implementados para outros projetos. Projetos

em grande escala requerem uma quantidade substancial de trabalho judiciário e comercial sempre que a decisão final de um projeto envolva altos investimentos e o envolvimento de muitas partes interessadas [39].

O custo da energia é uma grande preocupação para o setor de produção de energia elétrica [41], pois o valor da energia renovável geralmente é mais elevada do que a geração de energia de forma convencional, devido à falta de viabilidade associada a algumas das suas fontes. A geração de energia renovável depende das seguintes condições: o tempo, condições ambientais, condições mecânicas e perdas elétricas [45].

Uma medida utilizada para estimar a produção de energia é o fator de capacidade (CF – Capacity Factor), que é a razão entre a energia atual produzida em um dado período de tempo sobre a energia potencial teórica disponível [42]. O fator de capacidade tem melhorado gradualmente no decorrer do tempo [43]. A razão para isso se dá principalmente por: localização dos projetos e o melhoramento da tecnologia da turbina, que desenvolveu melhores relações entre rotor e gerador, tornando possível a captura de mais energia em uma localização dada. Para que o sistema seja eficiente, o fator de capacidade deve estar entre 25% a 40% [44].

O COE – custo da energia (COE – Cost of Energy) é o custo utilizado para comprar a energia, já LCOE (Levelized Cost of Energy – Custo de Energia nivelado) é quando se atinge um equilíbrio entre a energia gerada e energia vendida. O LCOE é um cálculo comumente aceito para o custo total do ciclo de vida (TLCC – Total Life-Cycle Cost) para cada unidade de energia produzida durante o período de vida útil de um projeto [47].

Existem vários modelos de LCOE sendo utilizados na atualidade para determinar os valores da energia eólica [45, 46]. Cada um deles utiliza determinados parâmetros para chegar ao seu resultado. Permitindo também, seu cálculo para diferentes tipos tecnologias, para serem comparadas uma com as outras, levando em consideração todo o ciclo de vida de um projeto.

O cálculo do LCOE foi realizado [47] como uma função de diferentes valores de entrada relativos às especificações técnicas e condições do local, onde a geração de energia inclui todos os custos CAPEX (Capital Expenditure – Despesas com Capital) e OPEX (Operations and Maintenance Expenditure – Despesas com Operação e Manutenção) que ocorrem durante a vida útil de um projeto que são em média 20 anos. CAPEX inclui mais especificamente o custo do desenvolvimento do projeto, turbina, subestrutura, sistema de ancoragem, infraestrutura elétrica, instalação, seguro e contingências. A saída

da eletricidade é a rede medida na saída na subestação offshore após todas as perdas. O cálculo do LCOE realizado através da referência [47] aborda a respeito de estruturas do tipo flutuante, onde apesar de ainda ser uma área que ainda se apresenta em estudo e desenvolvimento, foram utilizados muitos conceitos das estruturas fixas. A abordagem para o cálculo do LCOE através de [47] baseia-se numa planilha excel desenvolvida para turbinas eólicas offshore pode-se colocar dados a respeito das características locais, como o fator de capacidade, distância da costa e profundidade do local, além das propriedades do aerogerador como a potência da turbina, sua subestrutura e o número de aerogeradores presente no parque eólico que se deseja simular

Foram empregados modelos do LCOE para determinar um preço justo da energia, utilizando para os cálculos o PPA (Power Purchase Agreement – Acordo de Compra de Energia) [48], onde os compradores sob um PPA podem criar termos que limitam a aquisição de energia anual, afetando desta forma, o atual LCOE. Concluiu-se, no caso estudado que os resultados de um LCOE sob o PPA se sucedem em valores que diferem dos preços calculados através dos métodos convencionais. O Custo de Energia Nivelado (LCOE – Levelized Cost of Energy) [48], representa uma análise econômica do custo total médio para se construir e operar um sistema de geração de energia ao longo do seu tempo de vida, dividido pela energia total gerada do sistema ao longo daquele tempo de vida.

Para o cálculo do LCOE, foi desenvolvido o SAM (System Advisor Model – Modelo de sistema de consulta) [49], que computa os dados para o PPA. Através desse modelo, o LCOE é determinado baseado na expectativa do fluxo de caixa para gastos com O&M (Operação & Manutenção) e custos com o capital. Apesar do fluxo de caixa ser importante para determinar o atual gasto envolvido em um projeto de parque eólico, o modelo de sistema de consulta (SAM) não reconhece a implementação de penalidades ou créditos tributários na avaliação do LCOE [49].

Capítulo 3 – Objetivos

A presente dissertação irá expor a viabilidade técnica-econômica da turbina eólica em regime offshore em duas regiões no Brasil (Sudeste e Nordeste), mais especificamente nas cidades de Cabo Frio/RJ e Pecém/CE. É possível categorizar os objetivos da presente dissertação da seguinte forma:

- Verificar, através da viabilidade técnica, se a estrutura suporta as cargas ambientais impostas – ventos, ondas e correntes - pelas localidades selecionadas;

Analisar os custos da energia [R\$/MWh] para um parque eólico contendo 20 aerogeradores.

- Comparar os custos de produção da energia eólica com os custos de outras fontes de energia existentes no país.

Capítulo 4 – Metodologia

A presente dissertação irá expor a viabilidade técnico-econômica da turbina eólica em região offshore em duas áreas no Brasil (Sudeste e Nordeste), mais especificamente nas cidades de Cabo Frio/RJ e Pecém/CE. Para uma melhor compreensão da metodologia, a figura 5 apresenta o fluxograma da presente dissertação.

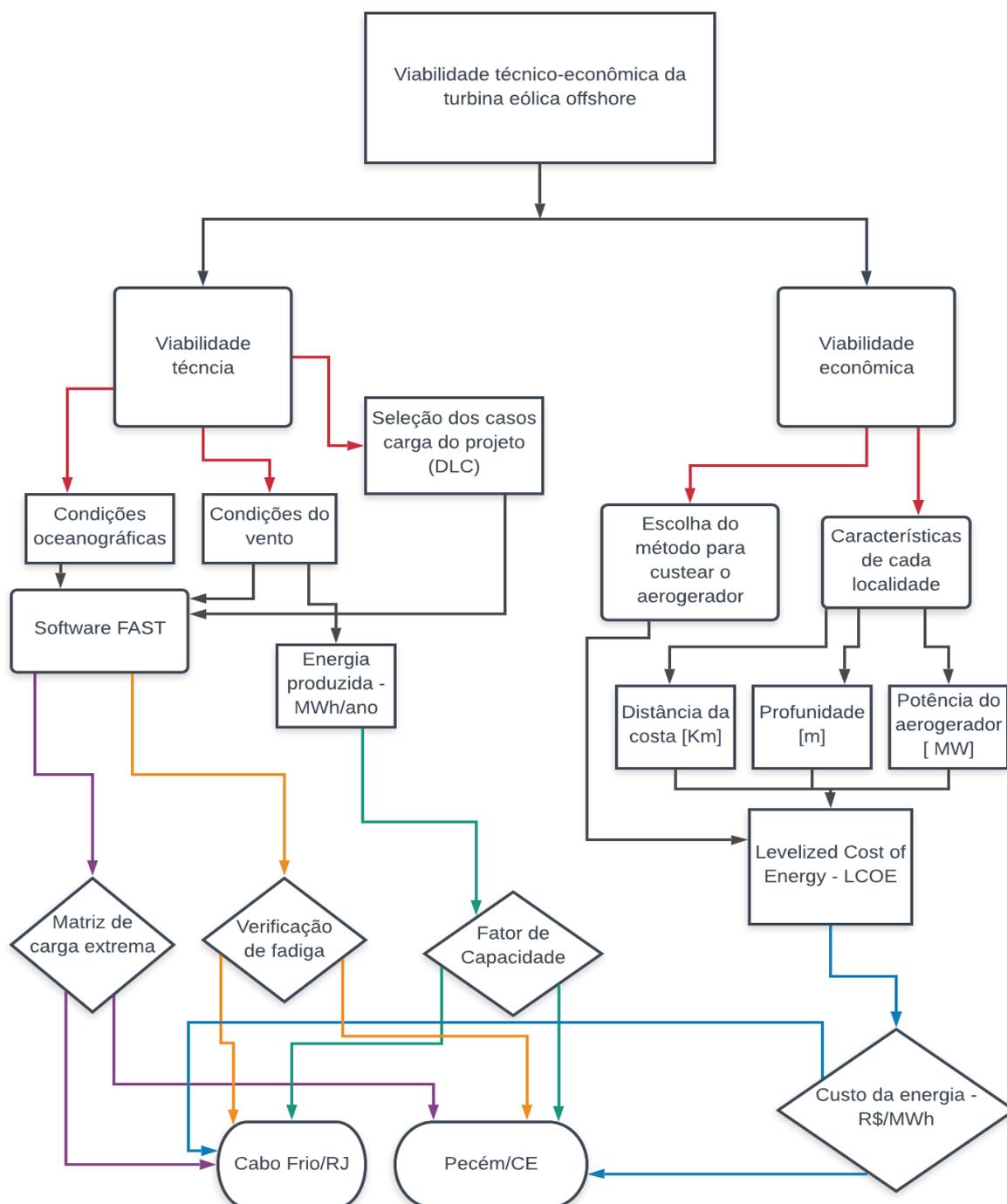


Figura 5 - Fluxograma

Para a viabilidade econômica, será apresentado o modelo de cálculo adotado para definir os custos de produção energética [R\$/MWh], conhecido como custo de energia nivelado LCOE – Levelized Cost of Energy [50]. Os custos da energia serão determinados de acordo com a localidade presente na dissertação, com o intuito de verificar a possibilidade de financiar futuramente o projeto no Brasil.

Para viabilidade técnica, será utilizado o software FAST, que aplica as características das áreas selecionadas na forma de cargas ambientais (vento, corrente e ondas), para os diferentes casos de cargas do projeto (DLC - Design Load Cases) que o aerogerador se encontra, produzindo assim, respostas relativas as cargas aplicadas na turbina eólica na forma de forças e momentos que serão interpretados posteriormente através de matrizes de cargas extremas e checagem da fadiga da estrutura monopilar.

4.1 – Avaliação econômica

4.1.1 – Custo de Energia Nivelado (LCOE)

O modelo para estimação do custo de produção da energia eólica que será apresentado a seguir baseia-se em [50] e é denominado Custo de Energia Nivelado (LCOE – Levelized Cost of Energy). O LCOE determina o custo de um parque eólico durante seu ciclo de vida. O LCOE é dado por:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^T \frac{(C_{CAPEX} + C_{OPEX})}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^T \frac{netAEP}{(1+r)^t}} \quad (1)$$

Onde C_{CAPEX} abrange os custos operacionais do aerogerador, que são os custos da turbina, sistema de suporte e fundação, custo do sistema elétrico e custos com o desenvolvimento do projeto e seguro durante a fase de construção. C_{OPEX} são os custos de operação e manutenção (O&M), o custo do OPEX é estimado em cerca de 1.9% do CAPEX por ano durante o ciclo do projeto que são 20 anos [51]. NetAEP é a quantidade de energia que o parque eólico produz durante o período de um ano. Para que os valores resultantes do LCPE sejam coerentes com o decorrer dos anos é necessário utilizar uma taxa de desconto de acordo com o período de duração do projeto, gerando assim, um reajuste anual dos custos para a geração da energia. As letras r e t representam a taxa de desconto anual e o tempo de duração do parque eólico, que são, respectivamente 12% e 20 anos [52].

Como falado anteriormente, o CAPEX pode ser subdividido em: custos da turbina, custo do sistema de suporte, custo do sistema elétrico e outros custos como seguro durante a fase de projeto. A equação 2 representa o custo do CAPEX. A respeito do custo do aerogerador, a equação 3 apresenta o cálculo para seu valor. [53]

$$C_{CAPEX} = C_t + C_{sup} + C_{el} + \text{outros custos} \quad (2)$$

$$C_t = 3.245 \times 10^3 \ln(P) - 412.72 \quad (3)$$

Onde C_t é o custo da turbina e P é a potência nominal da turbina em Megawatts (MW). Os custos de transporte e instalação representam cerca de 10% do valor do aerogerador.

O importe com o sistema de suporte inclui os gastos com fabricação, transporte e instalação da torre e sua respectiva fundação. Através da equação 4 pode ser observado o cálculo para o custo do sistema de suporte.

$$C_{sup} = 480 \times P (1 + 0.002(d - 8))(1 + 0.8 \times 10^{-6}) \left(h \left(\frac{D}{2} \right)^2 - 10^5 \right) \quad (4)$$

Onde C_{sup} é o custo do sistema de suporte, P é a potência nominal do aerogerador (em MW), d é a profundidade da lâmina de água (em metros), h é a altura do hub (em metros), D é o diâmetro do rotor (em metros). Para a presente dissertação, foi considerado um aerogerador de 5 MW, em uma profundidade de 30 metros, um hub com 90 metros de altura e o diâmetro do rotor de 126 metros.

Para o custo elétrico (C_{el}), são considerados custos com: cabeamento que vai desde o aerogerador até a costa, custos com linhas de transmissão, que são cabos elétricos que se estendem da costa até a subestação, subestação e o custo com o soterramento dos cabos. Os custos elétricos variam de 10 a 15% do CAPEX [50]. Para a presente dissertação, como forma de simplificar os cálculos, foram adotadas as porcentagens de 10 e 15% de acordo com a distância da costa para o custo elétrico.

A presente dissertação também considera como parte do CAPEX os importes relacionados ao desenvolvimento do projeto, gestão do projeto, seguro em todas as fases do projeto, abrangendo: fabricação, instalação e operação do parque eólico. Para esses importes, é considerado um custo de \$280,38 por MW do parque eólico [54 e 55].

Os custos com a operação e manutenção do parque eólico são denominados OPEX. Na presente dissertação, os custos relativos ao OPEX são cerca de 1.9% do CAPEX.

4.2 – Viabilidade Técnica (FAST e cargas ambientais)

4.2.1 - FAST

FAST é um software com o qual se avaliam as condições do aerogerador em uma determinada localidade como: condições do vento, corrente, ondas, que somados à turbina adotada (com duas ou três pás), a potência do aerogerador, sua estrutura de suporte (fixa ou flutuante) e do regime (onshore ou offshore), fornecendo dados de resposta na forma de forças e momentos resultantes da estrutura. Dessa forma, é possível avaliar-se a viabilidade técnica para a instalação da turbina no local escolhido [56].

Em outras palavras, software FAST trabalha com uma gama de cargas, que vão desde condições normais da localidade até cargas extremas, extraídas pelas condições do vento (*wind inflow*) e condições do mar (ondas e correntes) do local a ser estudado. Essas cargas serão avaliadas de acordo com diferentes condições de operações da turbina (DLCs – Design Load Cases – Casos de Carga do Projeto), gerando resultados que determinarão se a turbina suporta as condições das regiões selecionadas [56]. As condições apresentadas pelo aerogerador consideram os estados: de produção de energia, modo de paralização de baixa produção e não stand-by (paralização ou modo de baixa produtividade) resultando da ocorrência de uma falha. Se alguma falha, diferente de uma falha na rede elétrica, produzir desvios no comportamento da turbina em situações de paralização, as possíveis consequências serão consideradas neste caso.

Os DLCs (Design Load Cases – casos de carga do projeto), que representam as condições de operação do aerogerador, utilizados através do software FAST foram: DLC 1.2 até 1.6 (aerogerador em produção e conectado a malha elétrica), DLC 6.1; DLC 6.3 e DLC 6.4 (aerogerador está no estado estacionário, ou seja, o rotor está em modo de stand-by ou em modo de baixa produtividade) e, DLC 7.1 (aerogerador parado com condições de falha, como por exemplo a falha através de operações de desligamento do aerogerador). As respostas geradas pelo software são avaliadas através das matrizes de carga extrema e verificação da fadiga da estrutura [57].

4.2.2 – Matrizes de Carga Extrema

O parâmetro avaliado através da matriz de carga extrema é a checagem da flambagem (buckling check) de diferentes locais da torre de acordo com a norma DNV-RP-C202 [58], que tem por objetivo verificar o “stress” sofrido em estruturas do tipo cilindro fechado de aço, como é o caso da estrutura do aerogerador.

Para que a estrutura seja confiável, alguns parâmetros precisam ser atendidos, como: flambagem projetada da estrutura (design buckling of a shell) – (f_{ksd}); e tensão equivalente de Von Mises do projeto ($\sigma_{j,sd}$). Os resultados irão avaliar a relação dos parâmetros citados em conjunto com os resultados do software para evidenciar se a estrutura do aerogerador irá suportar as condições ambientais do local. A fim de que os parâmetros sejam avaliados, foi inserido uma condicional nas tabelas, definida como verificação da unidade (U.C. – Unit Check), a resposta da verificação da unidade é dada por meio da divisão entre a tensão equivalente de Von Mises e a flambagem projetada da turbina. Se o resultado for menor ou igual a 1 (≤ 1), será atendido os parâmetros e a verificação de unidade será “O.K.”, caso o resultado da divisão seja igual ou maior a 1 (≥ 1), a verificação da unidade será do tipo “N.G.” significando que os parâmetros não foram atendidos, e serão necessários ajustes na estrutura, como o aumento da espessura da torre.

4.2.3 – Verificação da Fadiga (Rainflow Counting)

Outro tipo de resposta obtida pelo software FAST é a verificação da fadiga da estrutura. A avaliação é feita de acordo com a norma DNV-RP-C203 [59] que trata a respeito do presente assunto. Pelo fato da estrutura de um aerogerador ser muito complexo, uma das formas de se abordar a verificação da fadiga é através do *rainflow cycle counting*, em razão de ser um método que simplifica a avaliação das cargas aplicadas em estruturas complexas, em diferentes avaliações mais simples.

Para o caso citado, será estudada a possibilidade de fadiga em diferentes regiões da torre da turbina das duas localidades consideradas na presente dissertação, através do número de ciclos de tensão a partir de curvas do tipo S-N que é a variação de tensão (stress range, S) pelo números de ciclos até a falha (number of cycles to failure, N), com o objetivo de observar se durante o ciclo de vida de um aerogerador sua estrutura não irá sofrer rachaduras ou quebras.

A verificação da fadiga será através de dois casos de carga do projeto, os DLCs 1.2 (produção de energia) e 6.4 (em modo de stand-by) pois apresentam estados diferentes

em que a turbina eólica se encontra, tendo assim uma melhor aplicabilidade e uma melhor avaliação da situação.

A torre é dividida em duas partes: em contato com o ar (zona atmosférica) com alturas variando desde o topo da torre até sua base e a parte que está em contato com a água (zona submersa) em diferentes profundidades que variam desde o nível médio do mar até o leito marinho onde se encontra a fundação da estrutura.

Alguns dos fatores mais importantes a serem considerados a partir da norma são: fator de fadiga do projeto (design fatigue factor – DFF) e de acordo com a estrutura estudada será 2 e 3 [59]. Outras considerações a serem feitas é a soma da verificação da fadiga das diferentes zonas da torre (D_c) de acordo com a variação da tensão ($\Delta\sigma$), logo, de acordo com a norma, é necessário que seja feita uma multiplicação entre a soma da verificação da fadiga (D_c) com o fator de fadiga do projeto (DFF) que resultará no valor (D_d) que deverá atender os parâmetros da norma. O critério que deve ser atendido é que o resultado da multiplicação (D_d) seja menor que 1 ($D_d \leq 1$) [Regra de Miner], indicando que a estrutura não sofrerá falha por fadiga durante o tempo de vida determinado. Em outras palavras, caso o resultado seja menor que 1 ($D_d \leq 1$) a tabela indicará com a nomenclatura “OK” significando que a estrutura não sofrerá falha nem rachaduras devido a fadiga, do contrário, se o resultado da operação for maior que 1 ($D_d \geq 1$), a nomenclatura “N.G.” será evidenciada, indicando que a estrutura sofrerá falha e rachaduras por fadiga.

4.2.4 – Cargas Ambientais

Os aerogeradores estão sujeitos a diferentes tipos de cargas, a depender das condições presentes no meio ambiente. As cargas que a turbina eólica offshore experimenta podem ser divididas em cargas aerodinâmicas e hidrodinâmicas.

Apesar das turbinas eólicas necessitarem que o vento se propague em determinadas velocidades para a geração da energia, ainda geram cargas aerodinâmicas que serão sofridas pela mesma, mediante o vento e outras condições meteorológicas como: turbulência e gradiente de vento (wind shear) [30]. Condições oceanográficas e outras condições marítimas afetam do mesmo modo o projeto de uma turbina eólica por intermédio das cargas hidrodinâmicas. Outras cargas que podem ser levadas em consideração, pois pode alterar as condições de projeto são: temperatura do ambiente, atividades sísmicas, condições geotécnicas, glacemento, condições de conexões elétricas, corrosão e erosão, altitude, partículas abrasivas no ar ou na água [31].

Para se obter as condições de vento e mar das localidades desejadas, foram utilizadas duas fontes de referência. Para a região nordeste, na cidade do Pecém/ CE, os dados foram retirados do Programa Nacional de Boias (PNBOIA) [60], onde são disponibilizadas informações a respeito das condições oceanográficas e meteorológicas da região onde a boia se encontra durante o período de 2013 a 2018. Para a região Sudeste, as condições de vento foram extraídas da NCAR/UCAR (Research Data Archive, Computacional & Information Systems Lab) durante o período de 2011 a 2018 e as informações foram refinadas até obter-se os dados necessários à execução do software FAST. O estado de mar de longo prazo para a região de Cabo Frio/RJ foi obtido através da distribuição de weibull de 2 parâmetros baseados na localização de acordo com a norma DNV-RP-C205 [57].

4.3 - Região de Estudo

4.3.1 - Região Sudeste:

A região de estudo encontra-se na cidade de Cabo Frio – Rio de Janeiro, com uma velocidade média de vento de 4.81 m/s, as velocidades médias do vento no período considerado podem ser observadas através da tabela 1. A partir dos dados extraídos através do NCAR/UCAR (Research Data Archive, Computacional & Information Systems Lab) [61], foi possível determinar outros parâmetros necessários para que o software fosse executado, como: o vento de classe 3, com uma intensidade de turbulência (Iref) do tipo A, a distância da costa de 12,6 km e uma profundidade de 30 metros. A figura 6 apresenta as características do local selecionado para a região Sudeste e a tabela 1 apresenta os dados captados das velocidades do vento durante o período de 2011 a 2018. É importante ressaltar que não foi realizado um estudo aprofundado de todas as áreas em potencial da região Sudeste e que os dados apresentados não representam a região Sudeste como um todo.



Figura 6 - Localização aerogerador em Cabo Frio/RJ. Modificado de [62]

Tabela 1 - Velocidade média do vento [m/s] a 100m do MSL

Ano/ Mês	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
2011				4.23	1.43		3.65	3.01	3.78	5.7	5.16	
2012	7.16		3.88		1.1		3.98		5.08	7.74	2.71	7.84
2013	4.56	8.33	2.64	1.07	2.16							
2014	9.63	5.56	5.64	0.49	0.87	4.09	2.49	3.03	7.05	4.06	4.52	8.06
2015	10.05	8.45	4.3	0.38	3.54	4.01	5.13	7.18	5.34	6.71	5.18	7.85
2016	3.82	7.21	5.57	4.72	0.53	1.13	2.96	4.25	3.18	5.62	4.62	5.46
2017	7.17	7.95	1.17	1.39	2.87	2.45	4.84	4.88	11.51	7.86	4.35	6.81
2018	6.11	4.57	3.74	3.85	1.93	2.65	4.12	2.23	4.42	4.54	5.65	3.89

4.3.2 - Região Nordeste:

A segunda área escolhida foi no estado do Ceará, na região do Pecém, onde foram encontradas velocidades do vento de 8.3 m/s a uma distância de 23.8 km da costa, a 30m de profundidade, com o vento de classe 3 e com uma intensidade de turbulência do tipo A. Os dados foram extraídos do Programa Nacional de Boias (PNBOIA) [60] A figura 7 apresenta a localização do aerogerador selecionado para a região Nordeste e a tabela 2 apresenta as velocidades médias a cada mês durante o período considerado em metros por segundo.



Figura 7 - Localização aerogerador Pecém/CE. Modificado de [62].

Tabela 2 - Velocidade média [m/s] a 100m do MSL

Ano/ Mês	Janeiro	Fevereiro	Março	Abril	Mai	Junho	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
2013												9.28
2014	7.53	8.15	8.46	7.67	6.11	7.68	8.37	8.62	8.44	8.84	8.06	8.85
2015	7.97	7.98	7.90	8.08	7.90	7.34	8.65	8.81	8.27	8.19	7.77	8.76
2016	8.04	8.85	6.86	7.87	6.86	7.33	7.63	7.81	7.78	8.18	8.42	7.91
2017	7.82	7.43	6.78	7.07	6.78	7.30	6.90	8.00	8.82	8.74	8.05	7.92
2018	7.99	6.54	6.12	6.59	6.12	7.70	7.73	7.27	7.94	7.33	7.66	7.03

4.4 – Modelo de aerogerador de estudo

O modelo apresentado na presente dissertação é um aerogerador de 5 MW de eixo horizontal em uma subestrutura do tipo monopilar. A presente estrutura foi avaliada pelo software FAST, capaz de simular uma turbina de 5 MW em diferentes tipos de subestrutura. A figura 8 apresenta a curva de potência do aerogerador retratado. Através da consulta de artigos para a elaboração da dissertação, são considerados somente o cálculo das turbinas que variam entre 2 MW a 5MW, pois ainda não existem cálculos desenvolvidos com relação ao custo de turbinas com maiores potências (por exemplo 8MW ou 10MW), então, para efeito de cálculo serão utilizadas turbinas com potência de 5 MW. A tabela 3 apresenta as características do aerogerador selecionado.

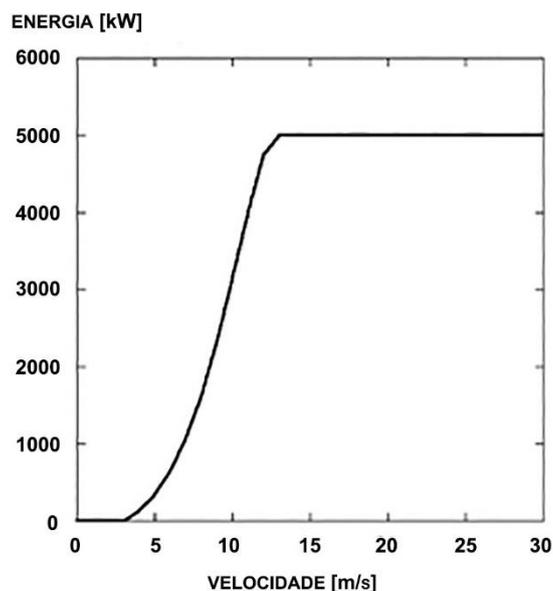


Figura 8 - Curva de potência NREL 5MW. Modificado de [63]

Tabela 3 - Características do Aerogerador

Características da turbina	Valor
Capacidade	5 MW
Diâmetro do rotor	126 m
Altura do hub	90 m

A construção de uma turbina ou de um parque eólico requer grande quantidade de estudos e captação de dados. Os valores constituintes do CAPEX e OPEX serão dependentes das características locais (distância da costa, profundidade, regime de vento e a energia produzida anualmente (AEP – Annual Energy Production), e o fator de capacidade). Outros fatores determinantes para o custo de produção são a capacidade da turbina [MW] e a quantidade de turbinas que irão constituir o parque eólico. Serão apresentados parques eólicos com diferentes quantidades de aerogeradores para que se possa observar sua influência na variação econômica.

A tabela 4 apresenta as características dos parques eólicos para ambas as localidades selecionadas.

Tabela 4 - Características dos Parques eólicos

Número de Turbinas	Potência Total [MW]	Distância da costa - Nordeste [Km]	Distância da costa - Sudeste [Km]
20	100	23,8	12,6

Tratando-se de um parque eólico, é preciso levar em consideração a distância entre as turbinas, para que não haja perdas na captação da energia emanada do vento, devido à proximidade entre as turbinas, esse fenômeno é conhecido como efeito esteira [64]. A distância adotada entre as turbinas será de 5 diâmetros para turbinas na lateral e 10 diâmetros para turbinas na longitudinal [65] para evitar que ocorra o efeito esteira ou qualquer outro tipo de perda na geração da energia. A figura 9 ilustra o espaçamento descrito.

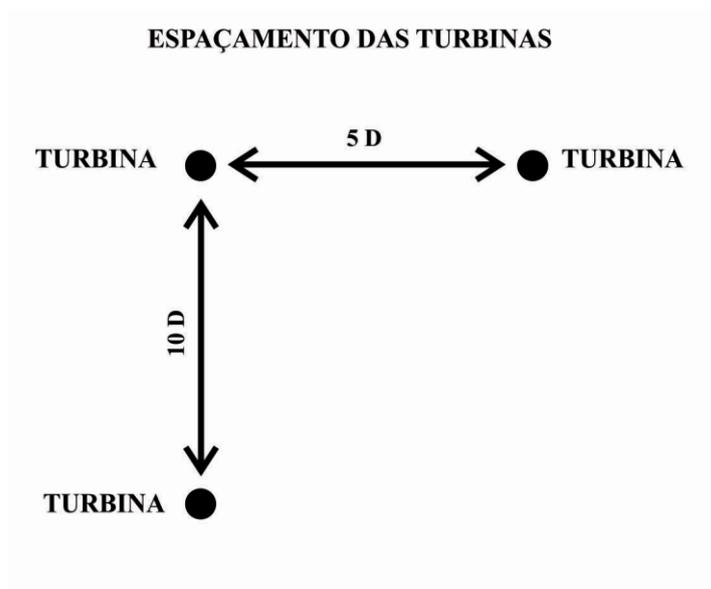


Figura 9 - Espaçamento das turbinas em um parque eólico

Capítulo 5 – Resultados e discussão

Após a metodologia ser consolidada e os parâmetros utilizados terem sido esclarecidos, é possível chegar aos resultados obtidos no desenvolvimento da presente dissertação.

Primeiramente, será discorrido a respeito da viabilidade técnica, onde a resposta do software FAST é interpretada de acordo com as cargas ambientais de cada localidade, através da matriz de carga extrema e checagem da fadiga. Em outras palavras, a viabilidade técnica visa analisar se a estrutura do tipo monopilar suporta as cargas ambientais que cada área impõe, tendo como base para esse julgamento as normativas pertinentes a esse assunto [57, 58, 59 e 66].

Em seguida, serão expostos os resultados correspondentes da viabilidade econômica para as regiões escolhidas, obtidos através dos cálculos do custo de energia nivelado (LCOE) dados em R\$/MWh. Para chegar ao custo de produção da energia, foi necessário obter os seguintes valores: a energia produzida anualmente, que afeta diretamente no custo final; e o fator de capacidade, que analisa se a localidade irá produzir uma energia considerada eficiente de acordo com as referências citadas [44]. Esses dados serão então utilizados para se chegar aos valores finais de produção de energia, em função do número de aerogeradores dos parques eólicos. A figura 10 apresenta o fluxograma para melhor entendimento dos resultados e discussão.

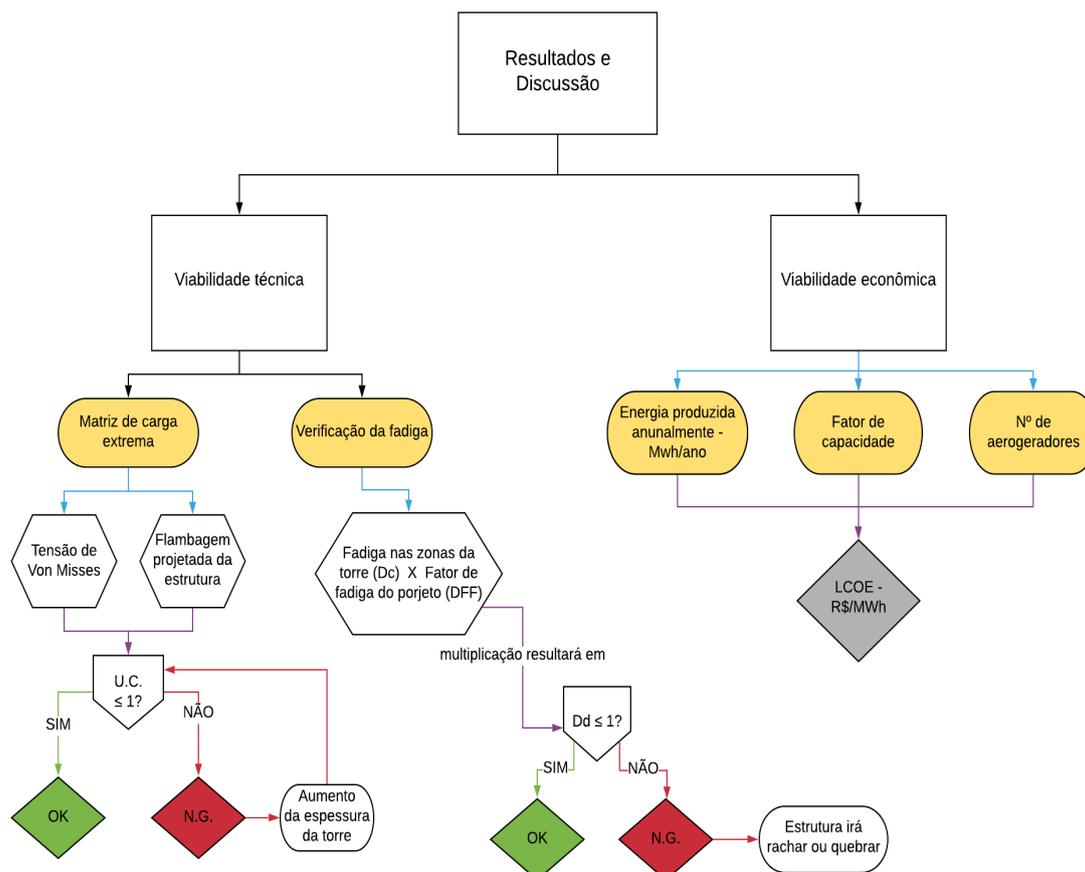


Figura 10 - Fluxograma resultados e discussão

5.1 – Viabilidade Técnica (FAST)

Após executar o software FAST com os dados das localizações desejadas, é necessária a interpretação dos resultados. As respostas das simulações são dadas na forma de forças e momentos para cada caso de cargas do projeto (DLC). Os resultados foram colocados em tabelas para uma melhor compreensão do mesmo, representando respostas as cargas em diferentes localizações do aerogerador como: as cargas atuantes na base da torre, no topo da torre, abaixo do nível do mar e no limiar entre a fundação e leito marinho, todas as tabelas estão de acordo com a normativa pertinente para o tipo de análise proposta. Para um melhor entendimento a respeito da localização das cargas na torre, a figura 11 apresenta o modelo da torre com as regiões consideradas para avaliação das cargas experimentadas pela estrutura em ambas as áreas selecionadas para o estudo.

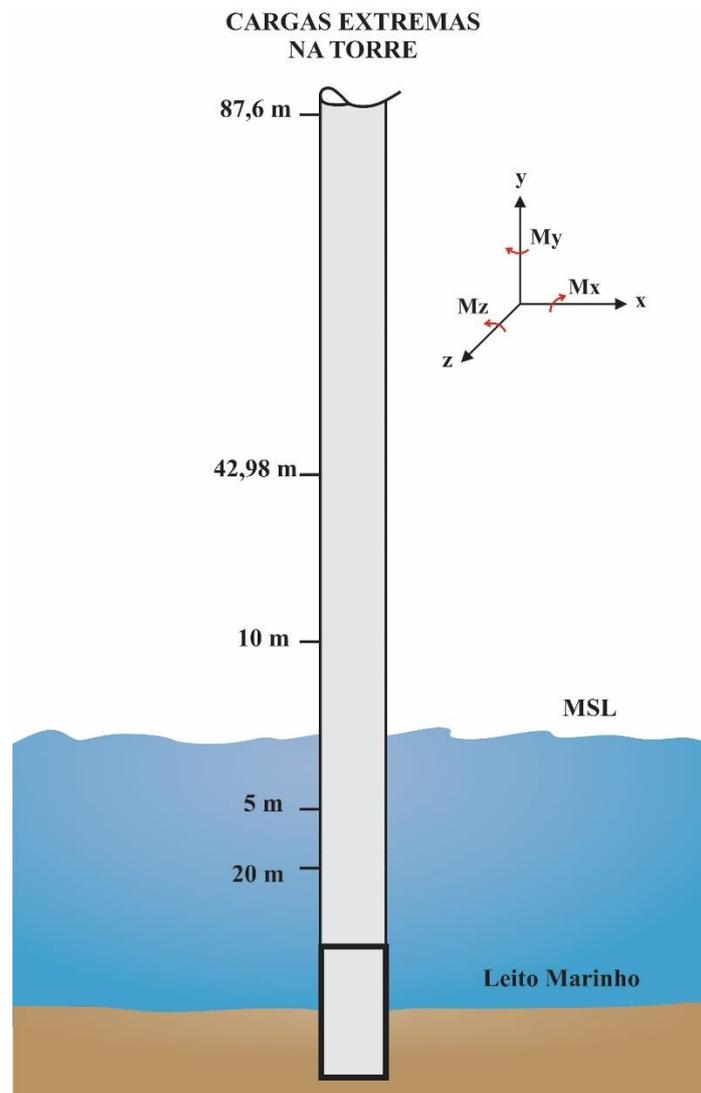


Figura 11 - Localização das regiões para o estudo da estrutura

5.1.1 - Matrizes de Carga Extrema (Extreme Load Matrix):

Os casos de carga do projeto (DLCs) utilizados para as matrizes de carga extrema são: DLC 1.3 a 1.6; DLC 6.1; DLC 6.3 e DLC 7.1, abrangendo diferentes condições operacionais do aerogerador [58].

As tabelas 5 e 6 mostram as respostas máximas e mínimas das cargas que a base da torre, localizada a 10 metros acima do nível do mar, suportará nas localidades de Pecém/CE e Cabo Frio/RJ. Essas respostas são dadas através de forças atuantes nos eixos x , y e z (F_x , F_y e F_z) e os momentos que atuam também nos eixos x , y e z (M_x , M_y e M_z).

Tabela 5 - Matriz de carga extrema na base da torre: Cabo Frio/RJ

Z=10.0 m

Parameter	Type	Fx (kN)	Fy (kN)	FR (kN)	Fz (kN)	Mx (kN*m)	My (kN*m)	MR (kN*m)	Mz (kN*m)	$\sigma_{j,sd}$ (MPa)	fksd (MPa)	$\sigma_{j,sd}/fksd$ (-)	U.C. (-)
Fx	Min.	-354	-54	358	-7659	689	-39002	39008	-269	66.7	212.0	0.31	OK
Fx	Max.	1964	-204	1975	-7452	8015	102020	102330	1141	150.7	208.3	0.72	OK
Fy	Min.	560	-1685	1776	-7586	134070	23193	136060	4196	195.5	209.3	0.93	OK
Fy	Max.	726	848	1116	-7499	-61317	23436	65643	-2276	102.1	208.1	0.49	OK
FR	Min.	1960	-257	1977	-7443	13905	100450	101410	510	149.4	208.6	0.72	OK
Fz	Max.	1131	293	1169	-8076	-9404	94149	94618	13608	143.0	191.8	0.75	OK
Fz	Min.	1035	98	1040	-6063	-9452	50523	51400	-2234	80.5	204.2	0.39	OK
Mx	Max.	732	792	1079	-7556	-64408	21816	68003	770	105.1	209.8	0.50	OK
Mx	Min.	341	-1596	1632	-7592	135140	12961	135760	4092	195.1	209.7	0.93	OK
My	Max.	-354	-54	358	-7659	689	-39002	39008	-269	66.7	212.0	0.31	OK
My	Min.	1393	55	1394	-7918	4602	110050	110150	2932	161.7	209.8	0.77	OK
MR	Max.	1292	-1466	1954	-7408	119380	72860	139860	7673	200.7	207.3	0.97	OK
Mz	Min.	1012	-248	1042	-7686	16902	70808	72797	-14432	113.9	180.7	0.63	OK
Mz	Max.	1062	225	1085	-8072	-4128	88830	88926	14391	135.6	188.8	0.72	OK

Tabela 6 - Matriz de carga extrema na base da torre: Pecém/CE

Z=10.0m

Parameter	Type	Fx (kN)	Fy (kN)	FR (kN)	Fz (kN)	Mx (kN*m)	My (kN*m)	MR (kN*m)	Mz (kN*m)	$\sigma_{j,sd}$ (MPa)	fksd (MPa)	$\sigma_{j,sd}/fksd$ (-)	U.C. (-)
Fx	Min.	63	-13	64	-6334	1834	6564	6815	-748	116.2	209.6	0.55	OK
Fx	Max.	793	-30	794	-7840	6345	58266	58610	914	111.9	210.9	0.53	OK
Fy	Min.	543	-124	557	-7810	10901	44860	46166	-6	177.9	210.2	0.85	OK
Fy	Max.	630	109	640	-7831	-3873	47412	47570	742	111.9	210.9	0.53	OK
FR	Min.	793	-30	794	-7840	6345	58266	58610	914	44.0	210.4	0.21	OK
Fz	Max.	656	-3	656	-7872	5048	51692	51937	5611	130.1	197.7	0.66	OK
Fz	Min.	435	5	435	-6318	1620	33880	33919	-2580	76.2	191.4	0.40	OK
Mx	Max.	271	76	281	-6346	-3762	18821	19193	-480	129.9	210.5	0.62	OK
Mx	Min.	609	-116	620	-7829	11711	50004	51357	406	87.8	211.0	0.42	OK
My	Max.	80	28	85	-6347	-1280	5522	5669	424	116.2	209.6	0.55	OK
My	Min.	793	-30	794	-7840	6345	58266	58610	914	144.0	208.2	0.69	OK
MR	Max.	80	28	85	-6347	-1280	5522	5669	424	144.3	211.6	0.68	OK
Mz	Min.	588	20	588	-7790	1400	44334	44356	-4172	103.6	187.5	0.55	OK
Mz	Max.	634	-19	634	-7864	5655	52056	52362	5882	123.4	195.0	0.63	OK

Conforme foi explicado na seção de metodologia, a relação entre os parâmetros considerados (tensão de von misses e flambagem da torre) deve ser menor ou igual a 1 para que a estrutura esteja dentro dos critérios estabelecidos pela normativa (DNV RP C202). É possível observar também que na verificação de unidade, todos os valores atenderam as especificações necessárias, tornando a estrutura apta para a localidade com a especificação “OK”.

Outro tipo de matriz de carga extrema são as cargas sofridas no topo da torre, localizada a 87,6 metros de altura. As tabelas 7 e 8 apresentam os valores máximos e mínimos para: as forças localizadas nos eixos x, y e z (Fx, Fy e Fz) e seus respectivos momentos nos eixos x, y e z (Mx, My e Mz), para as regiões do Pecém/CE e Cabo Frio/RJ.

Tabela 7 - Matriz de cargas extremas para yaw: Pecém/CE

Z=87.6m

Parameter	Type	Fx (kN)	Fy (kN)	FR (kN)	Fz (kN)	Mx (kN*m)	My (kN*m)	MR (kN*m)	Mz (kN*m)	$\sigma_{j,sd}$ (MPa)	fksd (MPa)	$\sigma_{j,sd}/fksd$ (-)	U.C. (-)
Fx	Min.	90	-16	91	-3784	554	-532	768	-729	45.7	172.3	0.27	OK
Fx	Max.	744	-43	745	-4683	3556	586	3604	721	55.0	120.0	0.46	OK
Fy	Min.	617	-109	626	-4687	3093	1304	3357	389	58.1	163.1	0.36	OK
Fy	Max.	650	81	655	-4683	2730	-588	2792	-342	41.3	149.3	0.28	OK
FR	Min.	744	-43	745	-4683	3556	586	3604	721	19.5	212.5	0.09	OK
Fz	Max.	635	-29	636	-4728	3611	1446	3890	5611	84.7	96.1	0.88	OK
Fz	Min.	170	4	170	-3769	281	158	322	-2432	89.6	163.8	0.55	OK
Mx	Max.	170	4	170	-3769	281	158	322	-2432	74.1	210.8	0.35	OK
Mx	Min.	702	-52	704	-4694	3637	1521	3942	960	137.1	168.9	0.81	OK
My	Max.	516	-30	517	-4672	2631	-4840	5509	45	93.5	147.8	0.63	OK
My	Min.	370	-14	370	-4655	1731	2701	3208	74	93.8	178.3	0.53	OK
MR	Max.	516	-30	517	-4672	2631	-4840	5509	45	98.6	150.4	0.66	OK
Mz	Min.	593	5	593	-4647	2403	-2129	3210	-4172	78.6	91.0	0.86	OK
Mz	Max.	664	-31	664	-4720	3621	872	3724	5882	87.6	96.2	0.91	OK

Tabela 8 - Matriz de carga extrema para yaw: Cabo Frio/RJ

Z = 87.6m

Parameter	Type	Fx (kN)	Fy (kN)	FR (kN)	Fz (kN)	Mx (kN)	My (kN)	MR (kN*m)	Mz (kN)	$\sigma_{j,sd}$ (MPa)	fksd (MPa)	$\sigma_{j,sd}/fksd$ (-)	U.C. (-)
Fx	Min.	-636	2	636	-4456	216	-2280	2290	1559	30.6	125.4	0.24	OK
Fx	Max.	1362	5	1362	-4775	6504	1980	6799	2952	55.2	116.8	0.47	OK
Fy	Min.	135	-1547	1553	-4419	6684	-2993	7323	4961	61.5	106.4	0.58	OK
Fy	Max.	-37	741	742	-4392	-5763	-612	5796	-347	42.8	164.6	0.26	OK
FR	Min.	135	-1547	1553	-4419	6684	-2993	7323	4961	61.5	106.4	0.58	OK
Fz	Max.	1112	105	1117	-4924	5808	6645	8825	13608	84.7	96.1	0.88	OK
Fz	Min.	491	125	507	-3500	-334	-10889	10894	-2234	60.5	169.7	0.36	OK
Mx	Max.	15	-72	74	-4411	-12203	782	12228	-1612	68.1	207.4	0.33	OK
Mx	Min.	39	-1521	1522	-4428	11463	-2466	11725	4092	74.7	124.6	0.60	OK
My	Max.	1084	-35	1084	-4612	3868	-16443	16892	-4965	93.5	147.8	0.63	OK
My	Min.	884	11	884	-4770	4261	17199	17719	2141	93.8	178.3	0.53	OK
MR	Max.	959	62	961	-4801	6512	16740	17962	5573	98.5	150.4	0.65	OK
Mz	Min.	946	-72	949	-4539	4963	-4336	6590	-14432	78.6	91.0	0.86	OK
Mz	Max.	1060	66	1062	-4921	6913	6244	9316	14391	87.6	96.2	0.91	OK

É possível constatar que a certificação da unidade obedece aos parâmetros necessários, representado pelo “OK”.

Para cargas de movimentos locais da torre para o Pecém e Cabo Frio, que está localizada a 42,98 metros acima do nível médio do mar, as tabelas 9 e 10 mostram seus respectivos valores máximos e mínimos para as forças e os momentos presentes nos eixos x, y e z (Fx, Fy, Fz e Mx, My e Mz), além de suas respectivas resultantes (FR e MR).

Tabela 9 - Matriz de carga extrema para movimentos da torre: Pecém/CE

Z=42.98m

Parameter	Type	Fx (kN)	Fy (kN)	FR (kN)	Fz (kN)	Mx (kN*m)	My (kN*m)	MR (kN*m)	Mz (kN*m)	$\sigma_{j,sd}$ (MPa)	f_{ksd} (MPa)	$\sigma_{j,sd}/f_{ksd}$ (-)	U.C. (-)
Fx	Min.	75	28	80	-5017	-347	3010	3030	424	130.5	195.9	0.67	OK
Fx	Max.	755	-41	756	-6199	5500	32967	33423	1075	114.1	194.1	0.59	OK
Fy	Min.	623	-113	633	-6195	7919	29686	30725	406	97	206.4	0.47	OK
Fy	Max.	621	92	627	-6198	-525	26757	26762	742	103.3	207.3	0.50	OK
FR	Min.	755	-41	756	-6199	5500	32967	33423	1075	36.8	212.4	0.17	OK
Fz	Max.	650	-17	651	-6237	4709	30118	30484	5611	105	147.2	0.71	OK
Fz	Min.	436	4	436	-4989	1772	19514	19594	-2580	49.6	133.7	0.37	OK
Mx	Max.	329	74	337	-6170	-2001	13608	13754	-804	131.6	206.8	0.64	OK
Mx	Min.	622	-109	632	-6198	8083	29025	30129	390	95.1	203.6	0.47	OK
My	Max.	75	28	80	-5017	-347	3010	3030	424	141.2	200.4	0.70	OK
My	Min.	712	-28	712	-6197	4323	34006	34280	551	154.7	207.5	0.75	OK
MR	Max.	712	-28	712	-6197	4323	34006	34280	551	45.7	154.4	0.30	OK
Mz	Min.	602	14	602	-6156	1993	24692	24772	-4172	60.5	133.1	0.45	OK
Mz	Max.	662	-25	663	-6230	4925	30658	31052	5883	134.9	162.5	0.83	OK

Tabela 10 - Matriz de carga extrema para movimentos da torre: Cabo Frio/RJ

Z=42.98m

Parameter	Type	Fx (kN)	Fy (kN)	FR (kN)	Fz (kN)	Mx (kN)	My (kN)	MR (kN*m)	Mz (kN)	$\sigma_{j,sd}$ (MPa)	f_{ksd} (MPa)	$\sigma_{j,sd}/f_{ksd}$ (-)	U.C. (-)
Fx	Min.	-461	-19	462	-6025	-644	-25569	25577	-269	69.8	201.0	0.35	OK
Fx	Max.	1490	214	1506	-5801	-11744	54662	55909	-300	133.5	205.1	0.65	OK
Fy	Min.	417	-1670	1721	-5939	79204	8890	79702	4961	184.7	197.2	0.94	OK
Fy	Max.	349	778	852	-5923	-38246	3965	38450	772	96.9	207.7	0.47	OK
FR	Min.	1016	-1455	1775	-5762	70956	34641	78960	7671	183.5	188.6	0.97	OK
Fz	Max.	1132	213	1152	-6438	-1131	56808	56819	13608	140.8	166.5	0.85	OK
Fz	Min.	852	119	860	-4730	-5889	19173	20057	-2234	56.0	175.3	0.32	OK
Mx	Max.	309	738	800	-5904	-39663	5302	40016	-347	100.0	209.1	0.48	OK
Mx	Min.	225	-1612	1628	-5948	82174	3552	82251	4092	189.7	202.0	0.94	OK
My	Max.	-435	4	435	-5983	1569	-26595	26641	1415	72.1	208.1	0.35	OK
My	Min.	1365	26	1365	-6271	5149	64382	64587	3241	153.3	201.3	0.76	OK
MR	Max.	225	-1612	1628	-5948	82174	3552	82251	4092	189.7	202.0	0.94	OK
Mz	Min.	968	-168	982	-6049	10132	38178	39500	-14418	105.0	147.2	0.71	OK
Mz	Max.	1066	156	1078	-6436	2061	53744	53783	14391	134.9	162.5	0.83	OK

Após observar as tabelas a respeito dos movimentos locais na torre, conclui-se que os parâmetros obtidos através da normativa são atendidos através do “O.K.”.

As tabelas 11 e 12 apresentam as deflexões máximas e mínimas que ocorrem na torre abaixo do nível médio do mar (mean sea level – MSL) aos 5 metros de profundidade para as regiões do Pecém/CE e Cabo Frio/RJ. Para isso, são observadas as forças (Fx, Fy e Fz) nos eixos x, y e z e seus respectivos momentos (Mx, My e Mz), encontrados nos eixos x, y e z.

Tabela 11 - Matriz de carga extrema para deflexões da torre abaixo do MSL:
Pecém/CE

Z=-5.0m													
Parameter	Type	Fx (kN)	Fy (kN)	FR (kN)	Fz (kN)	Mx (kN*m)	My (kN*m)	MR (kN*m)	Mz (kN*m)	$\sigma_{j,sd}$ (MPa)	fksd (MPa)	$\sigma_{j,sd}/fksd$ (-)	U.C. (-)
Fx	Min.	-307	-16	307	-9663	2130	10527	10741	-2817	15.3	212.3	0.07	OK
Fx	Max.	1136	7	1136	-9669	1369	58064	58080	-1841	43.8	213	0.21	OK
Fy	Min.	272	-132	302	-9701	12821	51867	53428	12	40.8	213.6	0.19	OK
Fy	Max.	611	119	623	-9698	-5119	55498	55734	1126	42.3	213.4	0.20	OK
FR	Min.	1136	7	1136	-9669	1369	58064	58080	-1841	43.8	213	0.21	OK
Fz	Max.	625	4	625	-9762	5022	61344	61549	5592	46	213	0.22	OK
Fz	Min.	460	6	460	-7858	1530	40370	40399	-2578	31.4	213.2	0.15	OK
Mx	Max.	469	100	480	-9680	-6075	28580	29218	-603	26.3	213.3	0.12	OK
Mx	Min.	547	-122	560	-9720	13474	60750	62226	317	46.1	213.5	0.22	OK
My	Max.	14	33	36	-7888	-1733	6453	6681	195	11.1	213.6	0.05	OK
My	Min.	649	-26	650	-9731	6751	69646	69973	891	50.8	213.4	0.24	OK
MR	Max.	649	-26	650	-9731	6751	69646	69973	891	50.8	213.4	0.24	OK
Mz	Min.	588	22	589	-9680	1077	53042	53052	-4180	40.7	213.1	0.19	OK
Mz	Max.	608	-16	608	-9754	5902	61250	61533	5894	46	213	0.22	OK

Tabela 12 - Matriz de carga extrema para deflexões da torre abaixo do MSL: Cabo
Frio/RJ

Z=-5.0m													
Parameter	Type	Fx (kN)	Fy (kN)	FR (kN)	Fz (kN)	Mx (kN)	My (kN)	MR (kN*m)	Mz (kN)	$\sigma_{j,sd}$ (MPa)	fksd (MPa)	$\sigma_{j,sd}/fksd$ (-)	U.C. (-)
Fx	Min.	-747	-863	1142	-9665	92488	-18508	94322	2876	65.6	213.2	0.31	OK
Fx	Max.	2350	57	2351	-9438	-3835	136220	136270	908	90.7	213.2	0.43	OK
Fy	Min.	711	-1702	1845	-9481	159300	32049	162490	4057	106.5	213.3	0.50	OK
Fy	Max.	1315	902	1595	-9439	-74061	90058	116600	1731	78.8	213.2	0.37	OK
FR	Min.	2350	57	2351	-9438	-3835	136220	136270	908	90.7	212.7	0.43	OK
Fz	Max.	1050	291	1089	-9968	-13770	110520	111380	13608	76.6	213.1	0.36	OK
Fz	Min.	1041	89	1045	-7605	-10824	65879	66762	-2225	47.2	213.2	0.22	OK
Mx	Max.	928	900	1293	-9410	-75910	33520	82982	2117	58.6	213.3	0.27	OK
Mx	Min.	460	-1643	1706	-9491	159700	15471	160450	4340	105.2	213.3	0.49	OK
My	Max.	-390	-58	394	-9550	1542	-44550	44577	-267	35.4	213.5	0.17	OK
My	Min.	1925	354	1957	-9337	-25448	137560	139900	-302	92.7	213.3	0.43	OK
MR	Max.	1436	-1461	2049	-9304	141210	92624	168880	7467	110.4	213.1	0.52	OK
Mz	Min.	901	-248	934	-9577	20601	85482	87929	-14432	62.3	212.3	0.29	OK
Mz	Max.	976	219	1000	-9964	-7441	104150	104420	14404	72.5	212.5	0.34	OK

Os critérios adotados pela norma são expostos na tabela, onde os parâmetros foram cumpridos, sendo confirmado através da unidade “O.K.”

A última matriz de carga extrema apresentada são as reações que ocorrem na base da torre, localizada no leito marinho da área selecionada que fica a 30 metros de profundidade (Z=-20.0m). As tabelas 13 e 14 expõem os resultados para o Pecém/CE e Cabo Frio/RJ.

Tabela 13 - Matriz de carga extrema para reações na base da fundação: Pecém/CE

Z=-20.0m

Parameter	Type	Fx (kN)	Fy (kN)	FR (kN)	Fz (kN)	Mx (kN*m)	My (kN*m)	MR (kN*m)	Mz (kN*m)	$\sigma_{j,sd}$ (MPa)	f_{ksd} (MPa)	$\sigma_{j,sd}/f_{ksd}$ (-)	U.C.
Fx	Min.	-671	-16	671	-3870	2449	-2265	3336	-2817	6.5	193.3	0.03	OK
Fx	Max.	1617	7	1617	-3885	1228	89518	89527	-1841	57.6	213	0.27	OK
Fy	Min.	66	-138	153	-3916	15566	53582	55797	12	37.1	213.6	0.17	OK
Fy	Max.	631	127	644	-3915	-7642	68013	68441	1126	44.7	213.4	0.21	OK
FR	Min.	1617	7	1617	-3885	1228	89518	89527	-1841	57.6	213	0.27	OK
Fz	Max.	658	8	658	-3987	4864	74398	74557	5592	48.7	213	0.23	OK
Fz	Min.	553	7	553	-3147	1393	51051	51070	-2578	33.7	213.1	0.16	OK
Mx	Max.	646	105	654	-3897	-8161	41054	41857	-603	28.8	213.2	0.14	OK
Mx	Min.	554	-126	568	-3934	15984	71658	73419	317	47.7	213.5	0.22	OK
My	Max.	-660	-10	660	-3866	1929	-2317	3015	-3019	6.4	191.4	0.03	OK
My	Min.	1199	-37	1200	-3946	8185	91935	92299	486	59.2	213.3	0.28	OK
MR	Max.	1199	-37	1200	-3946	8185	91935	92299	486	59.2	213.3	0.28	OK
Mz	Min.	498	23	498	-3891	618	63342	63345	-4180	41.7	213.2	0.20	OK
Mz	Max.	649	-14	650	-3978	6194	74128	74387	5894	48.6	213	0.23	OK

Tabela 14 - Matriz de carga extrema para reações na base da fundação: Cabo

Frio/RJ

Z=-20.0m

Parameter	Type	Fx (kN)	Fy (kN)	FR (kN)	Fz (kN)	Mx (kN)	My (kN)	MR (kN*m)	Mz (kN)	$\sigma_{j,sd}$ (MPa)	f_{ksd} (MPa)	$\sigma_{j,sd}/f_{ksd}$ (-)	U.C.
Fx	Min.	-4660	-201	4665	-11329	15282	-45860	48339	1764	42.1	208.1	0.20	OK
Fx	Max.	7474	53	7474	-11254	-18063	135810	137010	-661	95.4	210.9	0.45	OK
Fy	Min.	1159	-1767	2113	-11344	181840	28472	184060	4986	121.4	213.3	0.57	OK
Fy	Max.	969	956	1361	-11329	-88276	106690	138480	1731	93.5	213.4	0.44	OK
FR	Min.	7474	53	7474	-11254	-18063	135810	137010	-661	95.4	210.9	0.45	OK
Fz	Max.	1058	291	1097	-11858	-18144	126120	127420	13608	87.9	212.9	0.41	OK
Fz	Min.	855	83	859	-9145	-12078	79926	80833	-2225	56.9	213.3	0.27	OK
Mx	Max.	2088	949	2294	-11300	-90045	57996	107110	2117	75.0	213.0	0.35	OK
Mx	Min.	1634	-1736	2384	-11371	185360	51692	192430	4058	126.2	213.3	0.59	OK
My	Max.	-3865	-16	3865	-11421	-6707	-70780	71098	802	54.4	211.2	0.26	OK
My	Min.	4787	69	4788	-11328	-4849	194670	194730	908	128.1	212.9	0.60	OK
MR	Max.	1758	-1474	2294	-11194	163220	118100	201460	7467	131.6	213.2	0.62	OK
Mz	Min.	734	-250	775	-11467	24340	96970	99979	-14432	71.1	212.6	0.33	OK
Mz	Max.	670	215	704	-11854	-10669	115440	115930	14404	80.9	212.9	0.38	OK

A convenção utilizada para as reações na base são: força de corte longitudinal (Fx), força de corte lateral (Fy), força vertical (Fz) e a resultante proveniente dessas forças (FR). Os momentos são: momento lateral (Mx), longitudinal (My), guinada (yaw) (Mz) e a resultante desses momentos (MR). É possível observar que as reações atuantes na base estão dentro dos critérios estabelecidos pela normativa, logo a verificação de unidade comprova através do “OK”, exibindo dessa forma que a estrutura está adequada para as localidades selecionadas.

5.1.2 - Verificação da Fadiga (Rainflow counting)

As tabelas 15 e 16 apresentam os resultados da verificação de fadiga [59] para as estruturas nas regiões de: Pecém/CE e Cabo Frio/RJ.

Tabela 15 - Verificação de Fadiga: Pecém/CE

Fatigue check according to DNVGL-RP-C203					
$\Delta\sigma$ (MPa)	Z=87.6m[Y] (-)	Z=42.98m[Y] (-)	Z=10.0m[Y] (-)	Z=-5.0m[Y] (-)	Z=-20.0m[Y] (-)
5	6.60E-05	7.12E-05	7.17E-05	7.01E-05	8.21E-05
15	1.24E-04	9.56E-05	3.58E-05	4.46E-05	4.34E-04
25	0.00E+00	2.31E-04	1.14E-04	0.00E+00	5.71E-04
35	0.00E+00	1.23E-03	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
45	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
55	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
65	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
75	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
85	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
95	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
105	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
115	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
125	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
135	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
145	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
155	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
165	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
175	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
185	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
195	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
Dc:	1.90E-04	1.62E-03	2.21E-04	1.15E-04	1.09E-03
DFF:	2	2	2	3	3
Dd:	3.80E-04	3.25E-03	4.43E-04	3.44E-04	3.26E-03
Dd<=1?	OK	OK	OK	OK	OK

A nomenclatura presente na tabela é: *fadiga em diferentes zonas da torre (Dc)*, *fator de fadiga do projeto (DFF)* e o *resultado da multiplicação entre os fatores Dc e DFF (Dd)*.

Tabela 16 - Verificação de Fadiga: Cabo Frio/RJ

Fatigue check according to DNVGL-RP-C203					
$\Delta\sigma$	Z=87.6m[Y]	Z=42.98m[Y]	Z=10.0m[Y]	Z=-5.0m[Y]	Z=-20.0m[Y]
(MPa)	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)
5	5.99E-05	5.23E-05	5.61E-05	5.52E-05	4.19E-05
15	2.31E-04	1.06E-03	2.48E-04	2.72E-04	4.12E-04
25	0.00E+00	9.46E-04	9.16E-04	6.55E-04	6.47E-03
35	0.00E+00	3.89E-03	8.64E-04	7.20E-04	2.39E-02
45	0.00E+00	6.06E-03	0.00E+00	0.00E+00	7.82E-02
55	0.00E+00	4.42E-03	0.00E+00	0.00E+00	8.20E-02
65	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	6.47E-02
75	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	1.29E-01
85	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	5.80E-02
95	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
105	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
115	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
125	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
135	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
145	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
155	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
165	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
175	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
185	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
195	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
Dc:	2.91E-04	1.64E-02	2.08E-03	1.70E-03	2.56E-01
DFf:	2	2	2	3	3
Dd:	5.82E-04	3.29E-02	4.17E-03	5.11E-03	7.67E-01
Dd<=1?	OK	OK	OK	OK	OK

A nomenclatura presente na tabela é: *fadiga em diferentes zonas da torre (Dc)*, *fator de fadiga do projeto (DFf)* e o *resultado da multiplicação entre os fatores Dc e DFf (Dd)*.

A partir das tabelas apresentadas, é possível concluir através da nomenclatura “OK” presente em ambas as tabelas, que as duas localidades em função das e as cargas consideradas, as estruturas não sofrerão falha por fadiga durante seu ciclo de vida.

5.2 – Viabilidade econômica

5.2.1 – Energia produzida pela turbina

A energia produzida pela turbina é calculada através de:

$$P = \int p(V)f(V)dV \quad (7)$$

Onde $p(V)$ é a energia gerada pela turbina para uma velocidade dada (V) e $f(V)$ é a probabilidade anual de ocorrência da velocidade do vento V . Assim, é possível calcular

a energia gerada pela turbina e conseqüentemente o fator de capacidade (FC) e a energia produzida anualmente (AEP).

A energia produzida é obtida através da distribuição dos ventos e a curva de potência do aerogerador. A partir da distribuição dos ventos, é feita uma análise e gerado um gráfico da função de densidade de probabilidade (probability density function), onde se obtém uma estimativa do tempo em que o vento está em uma determinada velocidade. Essa função é determinada através da distribuição de Weibull, que é dada por [44]:

$$f(V) = \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} e^{-(V/c)^k} \quad (8)$$

Onde, k é o fator de forma de Weibull e c é o fator de escala e podem ser determinados através das equações 9 e 10.

$$k = \left(\frac{\sigma V}{Vm}\right)^{-1.090} \quad (9)$$

$$c = \frac{Vm k^{2.6674}}{0.184 + 0.816 k^{2.73855}} \quad (10)$$

Onde σV é o desvio padrão e Vm é a velocidade média para os dados de ventos das localidades determinadas. Então, os valores considerados para o desvio padrão (σV), velocidade média (Vm), fator de forma (k), fator de escala (c) e a energia gerada por uma turbina em cada região se encontram na tabela 17.

Tabela 17 – Valores de: desvio padrão (σV), velocidade média (Vm), fator de forma (k), fator de escala (c) e energia Gerada [kWh/ano]

Localidades	σV	Vm	k	c	Energia Gerada [kWh/ano]
Cabo Frio/RJ	1,770	4,81	2,973	5,393	4.54E+06
Pecém/CE	0,580	8,31	18,207	8,283	1.45E+7

5.2.2 – Fator de Capacidade

O fator de capacidade é um dos fatores determinantes para avaliar a eficiência da turbina no local selecionado. Pode ser determinado com a razão entre a energia atual produzida em um período de tempo sobre a energia potencial teórica que a turbina gerada durante o mesmo período de tempo em sua capacidade máxima, assim, o fator de capacidade pode ser descrito como:

$$FC = \frac{\text{Energia produzida [kWh/ano]}}{\text{Energia potencial teórica [kWh/ano]}} \quad (11)$$

Então, o fator de capacidade para as respectivas regiões encontra-se na tabela 18.

Tabela 18 - Fator de Capacidade

Fator de Capacidade	
Cabo Frio/RJ	10%
Pecém/CE	33%

Para que a turbina seja eficiente, o fator de capacidade precisa estar entre 25% a 40% [68]. Pode ser observado que na região Sudeste pelo seu baixo fator de capacidade, se torna uma região com baixa eficácia para a produção de energia eólica. Porém, os valores mudam conforme alcança-se maior profundidade na região de Cabo Frio, fazendo com que o fator de capacidade alcance valores que variam de 50% a 60% [68]. Vale ressaltar que, na presente dissertação a região escolhida não representa a região Sudeste como um todo, além de não ter sido realizado um estudo mais aprofundado a respeito de todas as localidades em potencial para a região Sudeste.

Para cálculo da viabilidade econômica adotado, é necessário o cálculo do potencial eólico (P_e) para que assim potencial elétrico por unidade de área (E) seja obtido. Assim, o potencial eólico é representado pela multiplicação da energia gerada (P) por 8760 horas, que é a quantidade de horas contida em um ano, conforme mostra a equação 12 [69].

$$P_e = P \times 8760 \text{ h} \quad (12)$$

Assim, o potencial eólico para cada região pode ser observado pela tabela 19.

Tabela 19 - Potencial Eólico [MWh/ano]

Potencial eólico [MWh/ano]	
Cabo Frio/RJ	4.54E+03
Pecém/CE	1.45E+04

5.2.3 – Custo de Energia Nivelado (LCOE)

As formulas utilizadas para calcular o custo de energia nivelado foram apresentadas na seção de metodologia. Os resultados foram encontrados para fabricação, transporte e instalação baseados no aerogerador de 5MW, que se encontra a uma profundidade de 30 metros, a uma distância de 12,6 km da costa conforme referido na tabela 3. Para o presente estudo, os valores utilizados serão dados encontram-se em euro (€), mas foram convertidos para real através do valor adotado na presente dissertação de 1€ = R\$ 4,54 [70]. A tabela 20 apresenta os custos para a fabricação, transporte e instalação do aerogerador. Como forma de simplificar os cálculos do LCOE, para os custos elétricos foram adotadas aproximações percentuais com relação ao valor do CAPEX de acordo com a distância da costa, para que fosse possível chegar a um valor mais preciso do LCOE.

Tabela 20 - Custo de implantação de turbina eólica monopilar

Partes consideradas:	Preço [€]:	Preço [R\$]:
Custo da Turbina – [Cwt]	4.809.906,03	21.836.973,38
Custo da Fundação – [Cf]	4.167.134,21	18.918.789,31
Custo elétrico – [Cel]	10 a 15% do CAPEX	10 a 15% do CAPEX
Custo de Operação e Manutenção – [Com]	1.9% do CAPEX	1.9% do CAPEX

As figuras 12 e 13 apresentam o gráfico contendo as porcentagens de cada componente necessário para a implantação do aerogerador monopilar em suas determinadas regiões.

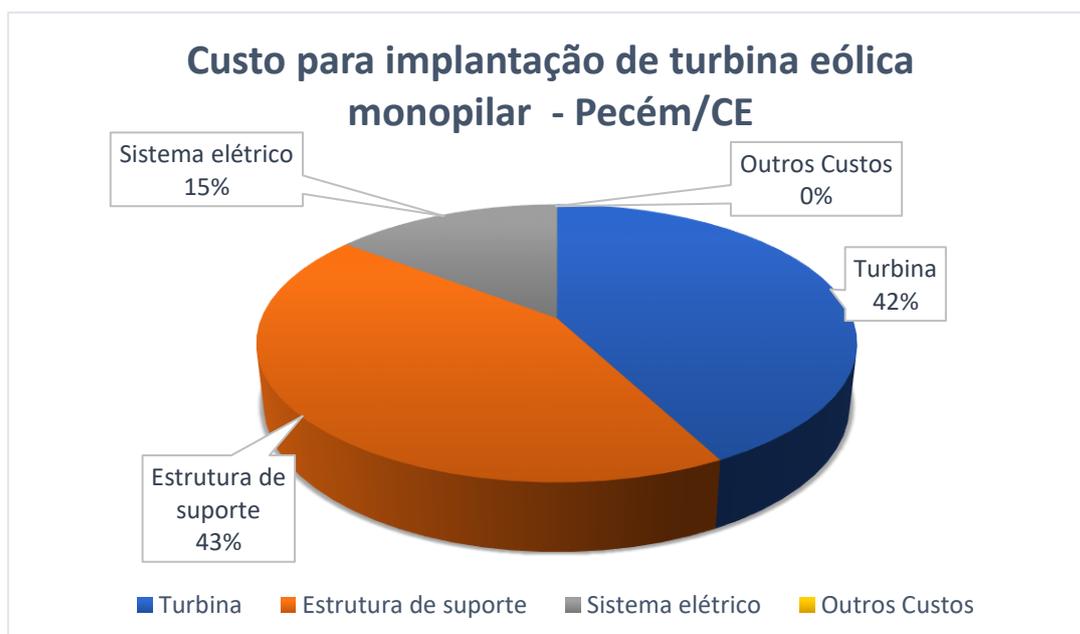


Figura 12 - Custo para implantação da turbina eólica monopilar - Pecém/CE

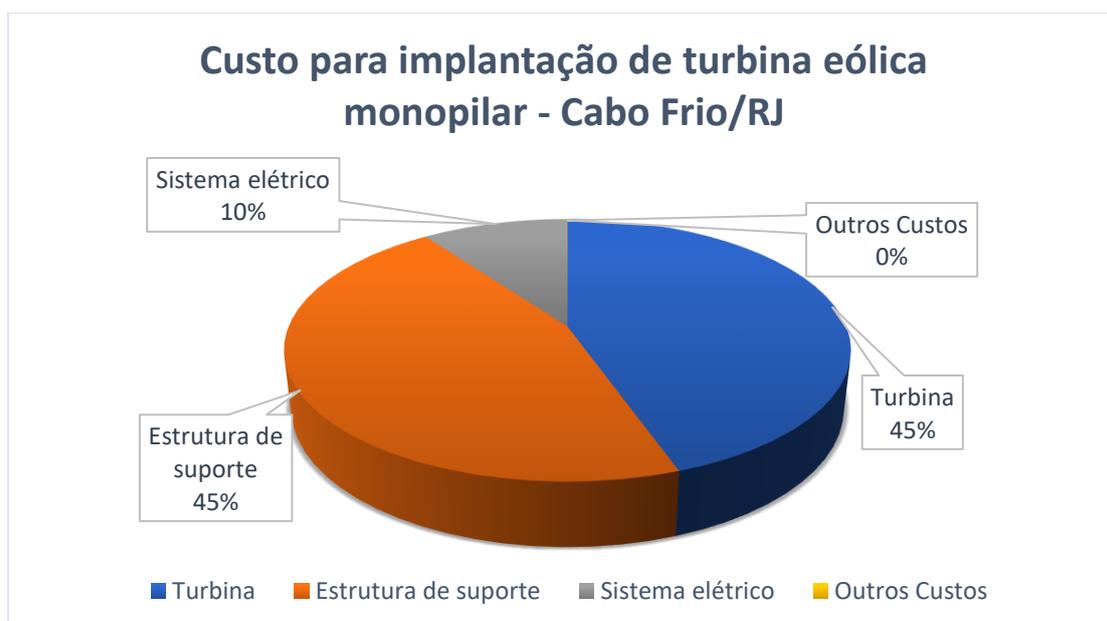


Figura 13 - Custo para implantação de turbina eólica monopilar - Cabo Frio/RJ

É possível inferir que os custos estão de acordo com as referências utilizadas na presente dissertação [15, 22 e 23]. Com relação a componente denominada “outros custos” onde são abordados os valores relativos a gestão, desenvolvimento e engenharia e o seguro das fases de comissionamento, foi considerado o valor de 0% nos gráficos das figuras 12 e 13 devido ao seu baixo valor quando comparado ao custo da turbina, estrutura de suporte e o sistema elétrico.

Custo de energia nivelado (LCOE):

Para o custo de energia nivelado (LCOE), a fim de comparar os preços para a geração de energia, a tabela 22 apresenta os resultados para o LCOE nas localidades selecionadas.

Tabela 21 - Custo de energia nivelado (LCOE)

Localidade	Custo [€/MWh]	Custo [R\$/MWh]
Cabo Frio/RJ	447,54	2.031,83
Pecém/CE	146,50	665,11

É possível constatar através da tabela 21 a mudança relacionada ao custo de acordo com a região. Isso é devido ao fato de a região Nordeste produzir uma maior quantidade de energia anualmente (AEP), quando comparada a região Sudeste, afetando assim, no fator de capacidade de cada localidade e o consequente valor final da energia.

Para simular qual seria o valor do LCOE de Cabo Frio no caso de um maior fator de capacidade, foi adotado o fator de capacidade da região do Pecém em conjunto com a distância da costa de Cabo Frio, foi possível obter um valor para o LCOE mais baixo, podendo ser observado na tabela 22.

Tabela 22 - Novo LCOE com fator de capacidade do Pecém

Localidade	Custo [€/MWh]	Custo [R\$/MWh]
Cabo Frio/RJ	447,54	2.031,83
Novo LCOE com fator de capacidade do Pecém	140,13	636,19

É possível inferir a respeito do LCOE que, quando se tem fator de capacidade maior na região de Cabo Frio, o custo de produção da turbina eólica reduz, chegando a valores menores quando comparados a região do Pecém, devido também a sua proximidade da costa. A figura 14 apresenta o gráfico com os custos do LCOE de cada localidade e a simulação do valor final para Cabo Frio com o fator de capacidade da região do Pecém.

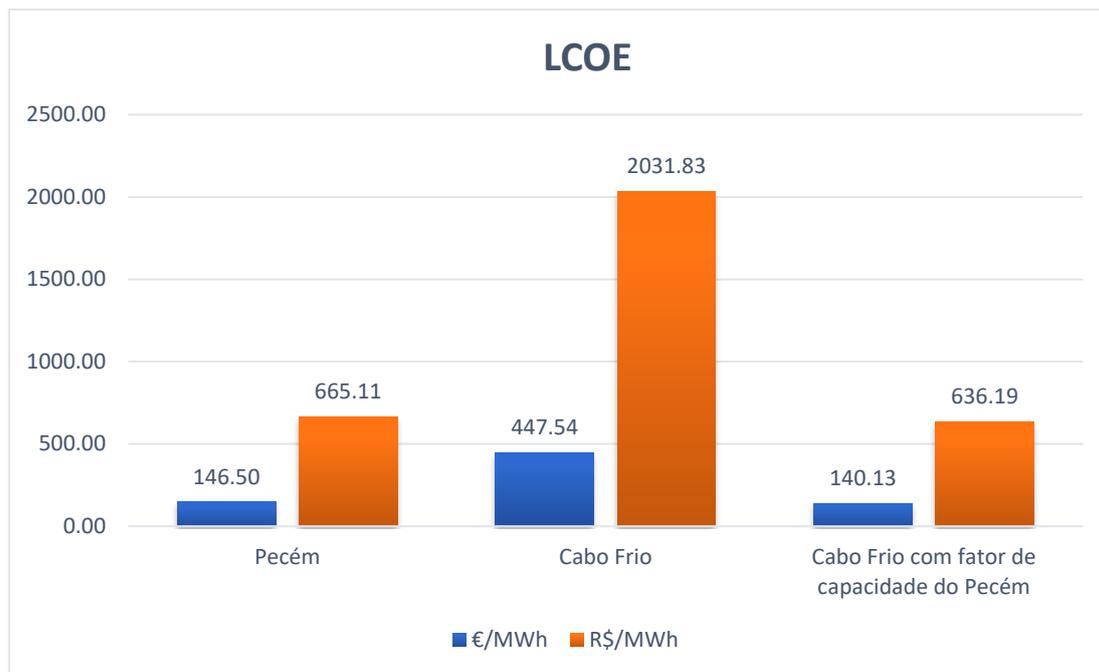


Figura 14 - LCOE das localidades

Para a região do Cabo Frio, conforme se afasta da costa, o fator de capacidade aumenta [71], então, para confirmar a possibilidade de um futuro parque eólico nessa região, uma segunda simulação foi realizada, onde foi escolhida uma localidade mais afastada da costa – a 100 quilômetros de distância da costa e uma lâmina d’água de 85 metros - adotando uma estrutura do tipo flutuante, semissubmersível –adotada devido a profundidade dessa nova localidade - mas mantendo a metodologia do estudo, que é um parque eólico contendo 20 aerogeradores, onde cada turbina contém uma potência de 5 MW. As características relativas a nova localidade podem ser verificadas no apêndice da presente dissertação.

Apesar de ainda não haver muitos estudos relativos a respeito de aerogeradores flutuantes, utilizou-se a referência [47], onde através de uma planilha desenvolvida para turbinas eólicas offshore flutuantes, pode-se colocar dados a respeito das características locais, como o fator de capacidade, distância da costa e profundidade do local; além das propriedades do aerogerador como a potência da turbina, sua subestrutura (semissubmersível, boia do tipo spar ou TLP) e o número de aerogeradores presente no parque eólico que se deseja simular. Os resultados para o fator de capacidade e LCOE para a nova localidade de Cabo Frio podem ser observados através da tabela 23. Vale ressaltar que o cálculo do LCOE varia de acordo com a referência adotada e alguns fatores utilizados para os aerogeradores flutuantes não foram aplicados para o caso das turbinas

eólicas monopilares, devido a fatores estruturais como a necessidade de um sistema de ancoragem e fatores que o autor adota, como calor para a contingência do projeto.

Tabela 23 - Resultados Estrutura Flutuante Cabo Frio/RJ

Fator de Capacidade	LCOE [€/MWh]	LCOE [R\$/MWh]
35%	229,00	1.039,66

Através da tabela 23, observa-se que o valor encontrado para o fator de capacidade é maior quando comparado a região mais próxima da costa. Já para o LCOE, o valor encontrado é mais baixo, o que pode torna a região um potencial para adotar a energia eólica, levando em consideração que a energia eólica em estruturas flutuantes ainda está em fase de estudo e desenvolvimento. A figura 15 apresenta uma comparação dos valores do LCOE das estruturas fixa e flutuante para as regiões de Cabo Frio.

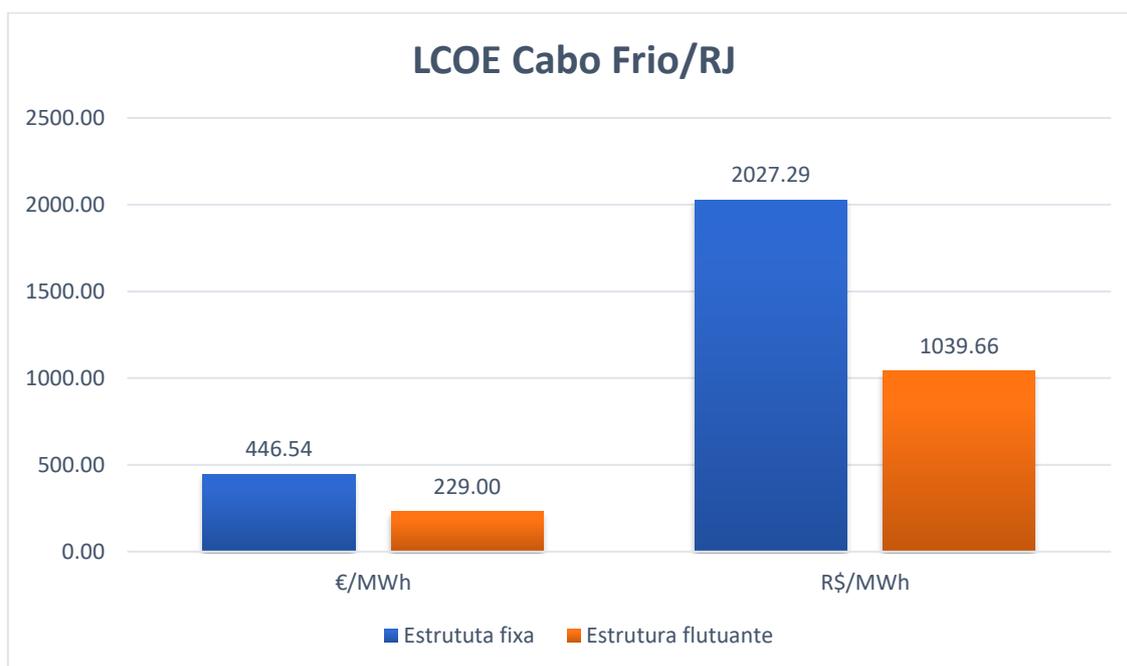


Figura 15 - Comparação LCOE Cabo Frio/RJ de acordo com o tipo de estrutura

Pode-se inferir que, apesar de ser uma estrutura que se encontra em fase de aprimoramento, os custos para a geração da energia eólica com uma subestrutura flutuante apresenta um valor final mais interessante quando comparada a estrutura fixa, isso se deve ao fato de apresentar um maior fator de capacidade, 35%, enquanto a região mais próxima

da costa dispor de apenas 10%, o que conseqüentemente influencia diretamente no LCOE.

Como forma de aferir a competitividade do custo encontrados na presente dissertação, foram observados os dados fornecidos através de nota técnica da Empresa de Pesquisa em Energia em conjunto com o Ministério de Minas e Energia a respeito dos custos da oferta da energia elétrica no Brasil para longo prazo – até 2050 - [72], e serão apresentados os valores encontrados para a produção de algumas fontes de energia tanto renováveis quanto não renováveis no país. O custo da energia através dos conversores de ondas varia de 166 R\$/MWh a 332 R\$/MWh. Em usinas termelétricas a biomassa, os custos variam de 500 US\$/kW a 2000 US\$/kW. As usinas termelétricas a gás natural, o custo do combustível necessário para sua operação chega a uma faixa de 260 a 400 R\$/MWh. Em usinas termelétricas a carvão mineral, o custo da energia pode variar desde 80 a 486 R\$/MWh [72]. Para as usinas nucleares, os valores variam de 2 a 8.164 US\$/kW. Com relação a heliotérmica [73] apresentam-se custos na faixa de 3.650 US\$/kW a 11.300 US\$/kW. A energia fotovoltaica no Brasil apresenta um custo médio para essa energia varia de 1.400 US\$/kWp a 2.100 US\$/kWp.

Os valores da energia eólica offshore para diferentes países são os seguintes: na China os valores variam de 43 a 80 €/MWh (195,22 a 363,2 R\$/MWh) [74], para Índia, de 120 a 280 €/MWh (544,80 a 1272,20 R\$/MWh) [56] e para Turquia 139,50 €/MWh (633,33 R\$/MWh) [71]. Já em estruturas do tipo flutuante, o LCOE encontrado varia de 135 a 150 €/MWh dependendo do tipo de subestrutura adotado [47].

Pode-se concluir que, algumas fontes de energia são custosas, quando comparadas à eólica offshore, como a energia gerada a partir das termelétricas, podendo destacar que na termelétrica a gás natural, o custo do combustível para sua operação ultrapassa os custos do LCOE encontrados na presente dissertação. Entretanto, outras fontes de energia possuem mais baixos que a eólica, como os conversores de ondas, a energia nuclear e fotovoltaica. Logo, a energia eólica em regime offshore pode ser considerada uma fonte de energia competitiva quando comparada a outras fontes de energia existentes no país.

Quando se verifica os custos de produção de energia eólica offshore para estrutura fixa de outros países, é possível perceber que o Brasil é um forte candidato a adotar este tipo de energia renovável, pois os valores encontrados na presente dissertação estão próximos ao da bibliografia referenciada. Com relação a estrutura flutuante, o valor encontrado é mais alto quando comparado ao de outras localidades, isso deve-se ao fator de capacidade da região escolhida, que apesar da referência confirmar que o valor obtido

para o fator de capacidade se encontra dentro da faixa ideal [44], ainda é baixo quando comparamos a outros países.

Capítulo 6 – Conclusão

A presente dissertação expôs a viabilidade técnico-econômica do aerogerador em regime offshore de duas regiões: Sudeste e Nordeste.

A análise técnica foi realizada através da utilização do software FAST para diferentes *designs load cases* (DLC), objetivando gerar uma maior variedade de respostas de acordo com os diferentes modos de operação do aerogerador. As cargas ambientais foram introduzidas aos DLC, em conformidade com cada localidade, e as respostas foram traduzidas de duas formas, através das matrizes de cargas extremas e análise de fadiga, nos diferentes pontos da torre. No decorrer da dissertação, foi possível constatar as forças e momentos atuantes nos seguintes pontos da torre, 10m, 42,98m, 90m, e abaixo do nível do mar (5m e 20m). Assim, segundo as normativas referentes a esse assunto [57, 58, 59 e 66], a estrutura suporta as cargas em ambas as localidades, em outras palavras, pode-se concluir que a instalação de aerogeradores nas duas áreas selecionadas é factível.

Os resultados apresentados pelo fator de capacidade mostram que Cabo Frio/RJ possui uma baixa eficiência (10%) mas, conforme se afasta da costa – lâmina d'água acima de 40 metros - e alcança maiores profundidades é possível aumentar o fator de capacidade para valores entre 50% e 60% [68], porém o presente estudo mostrou que a 100 quilômetros afastada da costa e com uma profundidade de 85 metros, o fator de capacidade aumentou para 36%. É possível que ao se afastar mais da costa, alcançando profundidades ainda maiores chegue-se ao fator de capacidade acima de 50%. Tratando-se da região do Pecém/CE, a eficiência encontra-se em 33%, tornando um local ideal para a produção de energia eólica.

Para a viabilidade econômica foi apresentado o custo de energia nivelado (LCOE) [38], que determina o custo da energia baseando seus cálculos em custo da turbina, fundação, estrutura elétrica e gastos com operação e manutenção. Os valores variam de acordo com as características de cada localidade, podendo citar dentre eles a distância da costa e potencial eólico. Outro fator determinante para o valor da energia é o número de aerogeradores presentes no parque eólico. Além do distanciamento necessário entre as turbinas (5 diâmetros e 10 diâmetros) [69]. Foi possível concluir que os valores da energia na região Nordeste são mais atrativos quando comparado à região Sudeste, pois apesar de estar a uma maior distância da costa, a energia gerada anualmente é superior. Porém, ao simular qual seria o custo da energia em Cabo Frio, utilizou-se o fator de capacidade da região do Pecém com as características de Cabo Frio (distância da costa), resultou em um LCOE mais baixo quando comparado ao Pecém.

Outra forma de se verificar a eficiência da região de Cabo frio, foi através da seleção de uma localidade mais afastada da costa – 100 quilômetros de distância – e, conseqüentemente, uma lâmina d'água mais profunda – 85 metros –, com a conseqüente escolha de uma estrutura flutuante que foi a semissubmersível. Após a captação e tratamento dos dados pertinentes para se chegar a um resultado, foi encontrado um fator de capacidade de 36% e um LCOE de 229 €/MWh (1.039,66 R\$/MWh), comprovando que a região escolhida é um potencial para adotar a energia eólica num futuro. Seu custo ainda é elevado, pois o fator de capacidade apesar de estar dentro do que é considerado eficiente, quando equiparado a outros países, é considerado baixo. Outro fator importante é o fato de que o LCOE utilizado para estrutura flutuante adota alguns componentes não utilizados para a apuração do LCOE em estrutura fixa, podendo citar o caso do custo para ancoragem do sistema e o custo de serviços de contigência.

Quando se compara os valores obtidos pelo LCOE da energia eólica com outras fontes de energia no país é possível constatar que a energia eólica possui um valor atrativo – comparando-a com a termelétrica a biomassa, por exemplo -, apesar de existirem outras fontes energéticas menos custosas - como a nuclear e conversores de ondas – as áreas para explorar a energia eólica, principalmente no regime offshore são abrangentes e pode-se chegar a fatores de capacidade ainda maiores que os apresentados no presente estudo.

A partir da comparação dos custos de produção com outros países é possível concluir que o Brasil é um forte candidato para gerar esse tipo de energia. Além de dispor de grandes áreas, existe também um maior potencial eólico em regiões mais afastadas da costa. Porém, a tecnologia necessária para acessar esse local ainda se encontra em estado de desenvolvimento, não consolidada como as estruturas do tipo fixa, tornando a avaliação de sua viabilidade econômica muitas vezes imprecisa ou de alto custo. Estruturas do tipo fixa são importantes para o Brasil começar a gerar energia diante desse recurso tão abundante no país. Contudo, o recurso torna-se mais abundante conforme se afasta da costa e alcança-se maiores profundidades, logo é necessário um aprofundamento no estudo relativo às turbinas com subestruturas flutuantes, para a captação dos ventos em águas profundas e também o estudo de turbinas com um maior potencial (a partir de 8MW). Apesar dos custos encontrados na presente dissertação serem competitivos com outros países e serem capazes de competir com as energias produzidas dentro do país, vale ressaltar que estudos a respeito da exploração de diferentes áreas brasileiras com maior capacidade energética é importante, podendo ajudar na redução dos custos da

energia (R\$/MWh). Outro fator que pode influenciar no custo final é a introdução de políticas de incentivo à produção de energia renovável.

A avaliação da viabilidade técnico-econômica da turbina eólica offshore no Brasil torna esse tipo de energia mais próximo da realidade, expondo os custos da geração da energia e demonstrando a possibilidade de instalação em regiões distintas do país, como o Nordeste e o Sudeste. O modelo apresentado contribui, como referência, para futuros trabalhos a respeito dessa temática.

Capítulo 7 - Referências

- [1] Wisser, R., Z. Yang, M. Hand, O. Hohmeyer, D. Infield, P. H. Jensen, V. Nikolaev, M. O'Malley, G. Sinden, A. Zervos, 2011: Wind Energy. In IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation [O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. von Stechow (eds)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- [2] Markard J, Petersen R. The offshore trend: structural changes in the wind power sector. *Energy Policy* 2009;37:3545–56. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2009.04.015>.
- [3] Bilgili M, Yasar A, Simsek E. Offshore wind power development in Europe and its comparison with onshore counterpart. *Renew Sustain Energy Rev* 2011;15:905–15. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2010.11.006>.
- [4] SATIR, Mert; MURPHY, Fionnuala; MCDONNELL, Kevin. Feasibility study of an offshore wind farm in the Aegean Sea, Turkey. **Elsevier: Renewable and Sustainable Energy Reviews**. Dublin, Ireland, p. 1-11. jun. 2017.
- [5] SIMAS, Moana; PACCA, Sergio. Assessing employment in renewable energy technologies: A case study for wind power in Brazil. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**. São Paulo, p. 83-90. nov. 2013.
- [6] SILVA, Allan Rodrigues et al. Complementarity of Brazil's hydro and offshore wind power. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**. Natal, Rn, p. 413-427. dez. 2015.
- [7] SILVA, Neilton Fidelis da et al. Wind energy in Brazil: From the power sector's expansion crisis model to the favorable environment. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**. Rio de Janeiro, Brazil, p. 686-697. abr. 2013.
- [8] PES, Marcelo P. et al. Climate trends on the extreme winds in Brazil. **Renewable Energy**. Santos, Sp, p. 110-120. jan. 2017.

- [9] LEUNG, Dennis Y.c.; YANG, Yuan. Wind Energy development and its environmental impact: a review. **Renewable And Sustainable Energy Reviews**. Hong Kong, China, p. 1031-1039. nov. 2012.
- [10] CAVAZZI, S.; DUTTON, A.g.. An offshore Wind Energy Geographic Information System (OWE-GIS) for assessment of the UK's offshore wind energy potential. **Renewable Energy**. Didcot, UK, p. 212-228. set. 2016.
- [11] RIBEIRO, Alan Emanuel Duailibe; AROUCA, Maurício Cardoso; COELHO, Daniel Moreira. Electric energy generation from small-scale solar and wind power in Brazil: The influence of location, area and shape. Elsevier: *Renewable Energy*. Rio de Janeiro, Brazil, p. 554-563. jul. 2015.
- [12] Back, J. A. Seleção de Distribuição de probabilidade para chuvas diárias extremas no estado de Santa Catarina. *Rev. Bras. Meteorol.*, v. 16, n. 2, p., 211e222.
- [13] LIMA, Danielle K.s. et al. Estimating the offshore wind resources of the State of Ceará in Brazil. **Renewable Energy**. Ceará, p. 203-221. abr. 2015.
- [14] Lewis, A., S. Estefen, J. Huckerby, W. Musial, T. Pontes, J. Torres-Martinez, 2011: Ocean Energy. In IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation [O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlomer, C. von Stechow (eds)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.
- [15] Moné, C., et al., 2014 Cost of Wind Energy Review. 2015: National Renewable Energy Lab, NREL/TP-6A20-64281
- [15] Sheng, S., Report on Wind Turbine Subsystem Reliability — A Survey of Various Databases, in National Renewable Energy Laboratory, NREL/PR-5000-2013.

- [17] Sheng, S., Improving Component Reliability Through Performance and Condition Monitoring Data Analysis, in Wind Farm Data Management & Analysis North America. 2015, National Renewable Energy Laboratory, PR-5000-64027.
- [18] Mandell JF, Samborsky DD, Wang L, Wahl N. New fatigue data for wind turbine blade materials. In: ASME wind energy symposium, January 6_9 2003, Nevada USA.
- [19] Ragheb A, Ragheb M. Wind turbine gearbox technologies. In: Proceedings of the 1st international nuclear and renewable energy conference (INREC10), Amman, Jordan, March 21_24, 2010
- [20] LECHER, Trevor M.. **Wind Engineering: A handbook for onshore and offshore wind turbines.** Usa: Elsevier, 2017. 624 p.
- [21] Heier S. Grid integration of wind energy conversion systems. Chichester: Kassel University, John Wiley & Sons Ltd Germany; 1998.
- [22] Adhikari S, Bhattacharya S. Dynamic analysis of wind turbine towers on flexible foundations. Shock Vib 2012;19:37–56.
- [23] IRENA (International Renewable Energy Agency). Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series 2012, <http://www.irena.org/Document>.
- [24] M.D. Esteban, J.J. Diez, J.S. L_opez, V. Negro, Why offshore wind energy? Renew. Energy 36 (2) (2011) 444e450, <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2010.07.009>.
- [25] Feld T. Suction Buckets, a new innovative foundation concept. Applied to offshore wind turbines. Ph.D. thesis. Denmark: Aalborg University; 2001. [7] Yun TS, Lee J S, Lee S C, Kim Y J, Yoon HK. Geotechnical issues related to renewable energy. KSCE J Civil Eng 2011;15:635–42.]
- [26] G. Corbetta, I. Pineda, J. Moccia, J. Guillet, The European Offshore Wind Industry - Key Trends and Statistics 2013, 2014. Accessed online via <http://>

www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/statistics/European_offshore_statistics_2013.pdf.

[27] ABHINAV, K.a.; SAHA, Nilanjan. Stochastic response of jacket supported offshore wind turbines for varying soil parameters. **Elsevier: Renewable Energy**. Chennai, India, p. 550-564. set. 2016.

[28] BISOI, Swagata; HALDAR, Sumanta. Design of monopile supported offshore wind turbine in clay considering dynamic soil-structure-interaction. **Soil Dynamics And Earthquake Engineering**. Bhubaneswar, India, p. 103-117. abr. 2015.

[29] DAMGAARD, M. et al. Effects of soil-structure interaction on real time dynamic response of offshore wind turbines on monopiles. **Engineering Structures**. Aarhus, Denmark, p. 388-401. maio 2014.

[30] EWEA (2009). Wind Energy, the Facts. European Wind Energy Association (EWEA), Brussels, Belgium, 488 pp

[31] Matha D, Schlipf M, Pereira R, Jonkman J. Challenges in simulation of aerodynamics, hydrodynamics, and mooring-line dynamics of floating offshore wind turbines. Conference. Challenges in simulation of aerodynamics, hydrodynamics, and mooring-line dynamics of floating offshore wind turbines, Maui, Hawaii, USA. International Society of Offshore and Polar Engineers.

[32] JAMES, Rhodri; ROS, Marc Costa. Floating Offshore Wind: Market and Technology Review. Uk: The Scottish Government, 2015. 168 p.

[33] BREDMOSE, H. et al. The triple spar campaign: model tests of a 10MW floating wind turbine with waves, wind and pitch control. **Energy Procedia**. Trondheim, Norway, p. 58-76. jan. 2017.

[34] SHEN, Xin et al. Study of the unsteady aerodynamics of floating wind turbines. **Energy**. China, p. 793-809. fev. 2018.

- [35] Crabtree, G., et al. Integrating renewable electricity on the grid. in *Physics of 1799 Sustainable Energy II: Using energy Efficiently and Producing it Renewably*. 2011. AIP Publishing
- [36] Dunn, B., H. Kamath, and J.-M. Tarascon, Electrical energy storage for the grid: a battery of choices. *Science*, 2011. 334(6058): p. 928-935.
- [37] MYHR, Anders et al. Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a life cycle perspective. **Renewable Energy**. As, Norway, p. 714-728. fev. 2014.
- [38] NAGABABU, Garlapati; KACHHWAHA, Surendra Singh; SAVSANI, Vimal. Estimation of technical and economic potential of offshore wind along the coast of India. **Energy**. Gujarat, India, p. 79-91. jul. 2017.
- [39] Supply Chain, Port infrastructure and Logistics Study. FOWIND
- [40] W. Short, D. Packey, T. Holt, *A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies*, 1995. NREL/TP-462-5173, March 1995.
- [41] BRUCK, Maira; SANDBORN, Peter; GOUDARZI, Navid. A Levelized Cost of Energy (LCOE) model for wind farms that include Power Purchase Agreements (PPAs). **Renewable Energy**. Charlotte, Usa, p. 131-139. jan. 2018.
- [42] BEITER, Philipp et al. **An Assessment of the Economic Potential of Offshore Wind in the United States from 2015 to 2030**. Usa: Nrel, 2017. 77 p.
- [43] Burton T, Sharpe D, Jenkins N, Bossanyi E. *Wind energy handbook*. West Sussex, UK: Wiley; 2001.
- [44] MATHEW, Sathyajith. *Wind Energy Fundamentals, Resource Analysis and Economics*. Kerala India: Springer, 2015. 252 p.

- [45] M. Adarmola, S. Paul, S. Oyedepo, Assessment of electricity generation and energy cost of wind energy conversion systems in North-Central Nigeria, *Energy Convers. Manag* 52 (12) (2011) 3363 e 3368.
- [46] A. Myhr, C. Bjerkseter, A. Agotnes, T. Nygaard, Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a life cycle perspective, *Renew. Energy* 66 (2014) 714e728
- [47] HEIDARI, Shayan. **ECONOMIC MODELLING OF FLOATING OFFSHORE WIND POWER**: Calculation of Levelized cost of energy. 2017. 92 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Degree Project In Industrial Engineering And Management With Specialization In Energy Engineering, Linköping University, Linköping, Sweden, 2017.
- [48] W. Short, D. Packey, T. Holt, A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies, 1995. NREL/TP-462-5173, March 1995.
- [49] SAM Help. (n.d.), December 22, 2015. https://www.nrel.gov/analysis/sam/help/html-php/index.html?mtf_lcoe.htm.
- [50] CALI, Umit et al. TECHNO-ECNOMIC analysis of high potential offshore wind farm locations in Turkey. *Energy Strategy Reviews*. Usa, p. 325-336. 23 out. 2018.
- [51] J.Y. Kim, K.Y. Oh, K.S. Kang, J.S. Lee, Site selection of offshore wind farms around the Kkorean penisula through economic evaluation, *Renew energy*. 54 (2013) 189-195
- [52] Mani S, Dhingra T. Offshore wind energy policy for India-Key factors to be considered. *Energy Policy* 2013; 56:672-83
- [53] M. Dicorato, G. Forte, M. Pisani, M Trovato. Guidelines for assessment of investment cost for offshore wind generation. *Renew. Energy* 36 (8) (2011) 2043-2051.
- [54] C. Moné, m. Hand, M. Bolinger, J. Ho, Cost of Wind Energy Review, (2015).

- [55] W. Kempton, S. McClellan, D. Ozcan, Massachusetts Offshore Wind Future Cost Study, University of Delaware.
- [56] JONKMAN, Jason M.; BUHL JUNIOR, Marshall L.. **FAST User's Guide**. Colorado: Nrel, 2005. 143 p.
- [57] VERITAS, Det Norkse. **DNV-RP-C205: Enviromental Conditions and Enviromental Loads**. 2010. Disponível em: <http://www.dnv.com>
- [58] VERITAS, Det Norkse. **DNV-RP-C202: Buckling Strength of shells**. 2013. Disponível em: <http://www.dnv.com>
- [59] VERITAS, Det Norkse. **DNV-RP-C203: Fatigue Design of Offshore Steel Structures**. 2011. Disponível em: <http://www.dnv.com>
- [60] BRASIL, Goos. **Programa Nacional de Boias**. 2019. Disponível em: <http://www.goosbrasil.org/pnboia/>. Acesso em: 01 jan. 2019.
- [61] LAB, Computacional & Information Systems. **Research Data Archive**. 2017. Disponível em: <https://rda.ucar.edu/>. Acesso em: 10 jan. 2018.
- [62] GOOGLE. **Google earth**. 2019. Disponível em: <https://www.google.com.br/intl/pt-BR/earth/>. Acesso em: 10 jan. 2019.
- [63] UCHIDA, Takanori. **A New Proposal for Vertical Extrapolation of Offshore Wind Speed and an Assessment of Offshore Wind Energy Potential for the Hibikinada Area, Kitakyushu, Japan**. Ressearch Gate. Disponível em: https://www.researchgate.net/figure/Power-curve-for-the-5-MW-wind-turbine_fig7_324893164. Acesso em: 12 jan. 2018.
- [64] RAPOSO, Davide Miguel Marques. **Estudo da solução da Eólica Offshore**. 2014. 74 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, Técnico Lisboa, Lisboa, 2014

[65] Nagababu G, Kachwaha SS Naidu NK Savsani V. Application of reanalysis data to estimate offshore wind potential in EEZ of India based on marine ecosystem considerations.

[66] VERITAS, Det Norkse. **DNVGL-ST-0437**: Load and site conditions for wind turbines. 2016. Disponível em: <http://www.dnvgl.com> 2016.

[67] J. Van Der Tempel, Design of Support Structures for Offshore Wind Turbines, Delft University of Technology, TU Delft, 2006.

[68] GOMES, Mateus Sant'anna de Sousa et al. Proposal of a methodology to use offshore wind energy on the southeast coast of Brazil. **Energy**. Sorocaba, Sp, p. 327-336. jun. 2019.

[69] Mani S, Dhingra T. Offshore wind energy policy for India-key factors to be considered. *Energy policy* 2013;56:672-83. <http://dx.doi.org/10.1016>

[70] DIÁRIO, Euro. **Euro Diário** 2019. Disponível em: <http://www.yahii.com.br/eurodiario19.html>. Acesso em: 10 ago. 2019.

[71] KESTANE, Özer; ÜLGEN, Koray. Techno-economic analysis of wind power plants: A case study of Milas-Turkey. **Energy Sources**. Bornova, Turkey, p. 1-13. out. 2017.

[72] RIO DE JANEIRO. Emilio H. Matsumura. Empresa de Pesquisa em Energia e Ministério de Minas e Energia (Org.). **Premissas e Custos da Oferta de Energia Elétrica no horizonte 2050**. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa em Energia e Ministério de Minas e Energia, 2018. 127 p. (Série estudos de longo prazo).

[73] IRENA – International Renewable Energy Agency. Renewable energy technologies: cost analysis series. Volume 1: Power Sector Issue 3/5 – Hydropower. June 2012 - <https://hub.globalccsinstitute.com/sites/default/files/publications/138178/hydropower.pdf>.

_____. Technology Baseline 2017. Disponível em: https://www.irena.org//media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Pow er_Costs_2018.pdf.

_____. Concentrating Solar Power - Technology Brief, 2013. Disponível em: <https://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENAETSAP%20Tech%20Brief%20E10%20Concentrating%20Solar%20Power.pdf>

_____. Renewable Power Generation Costs in 2014, 2015.

[74] HONG, Lixuan; MOLLER, Bernd. Offshore wind energy potential in China: Under Technical, spatial and economic constraints. **Energy**. Aalborg, Denmark, p. 4482-4491. maio 2011

[75] JONKMAN, J.m. et al. **AeroDyn v15 User's Guide and Theory Manual**. Colorado: National Renewable Energy Laboratory, 2005. 44 p.

[76] JONKMAN, J.m.; ROBERTSON, A.n.; HAYMAN, G.j.. **HydroDyn User's Guide and Theory Manual**. Colorado: National Renewable Energy Laboratory, 2005. 70 p.

[77] DAMIANI, R.; JONKMAN, J.; HAYMAN, G.. **SubDyn User's Guide and Theory Manual**. Colorado: National Renewable Energy Laboratory, 2005. 65 p.

Anexo

Anexo I: FAST e seus módulos de operação

FAST possui diferentes módulos para calcular as respostas das cargas ambientais das regiões escolhidas. Esses módulos são denominados por: InflowWind, AeroDyn, HydroDyn e SubDyn. A figura 14 apresenta os módulos citados e são descritos a seguir: InflowWind: trabalha com as coordenadas das velocidades do vento por cada ponto da área a ser selecionada, na forma de arquivo de entrada (input file). O módulo computa cada ponto de influxo do vento como uma função da posição da turbina e os parâmetros de variação temporal da interação do vento com o aerogerador.

AeroDyn: calcula as velocidades do vento no local nas partes da torre e nas pás da turbina, recebendo as posições e movimentações de forma instantânea da torre, pás e o cubo da turbina. Após o recebimento de tais movimentos, as respostas serão calculadas e a resposta será dada como parte do cálculo aeroelástico [75].

HydroDyn: analisa as condições do estado-de-mar através de diferentes aproximações (uma solução da teoria do potencial de influxo, uma solução da teoria das faixas ou uma combinação de ambas as teorias) para calcular as cargas hidrodinâmicas na estrutura. Em outras palavras, a cada etapa o hydrodyn recebe a posição, orientação e velocidade da subestrutura dando assim a resposta para o FAST na forma de arquivo de saída (output) onde será utilizado no módulo subdyn (para o caso de aerogeradores com estruturas do tipo fixa em regime offshore) para que seja avaliada a flexibilidade da estrutura associada com o hydrodyn [76].

SubDyn: Nas estruturas do tipo fixa, o módulo do subdyn considera a subestrutura a partir da peça de transição para a parte superior da subestrutura. O arquivo de entrada para o subdyn são: os deslocamentos dos seis graus de liberdade (três translacionais e três rotacionais), as velocidades e acelerações provenientes dos arquivos do módulo elastodyn. Além disso, o módulo subdyn pode calcular cargas de reação em membros internos da subestrutura [77].

ElastoDyn: este módulo avalia a dinâmica estrutural dos diferentes componentes do aerogerador de eixo horizontal como: rotor, transmissão, nacelle, torre e plataforma. Portanto, os arquivos de entrada do módulo (input files) usam cargas calculadas nos outros módulos: cargas aerodinâmicas, hidrodinâmicas e as reações da subestrutura para determinar deslocamentos, velocidades e cargas de reação aplicadas na turbina eólica.

ServoDyn: esse módulo controla a dinâmica dos componentes elétricos, tais como: gerador, controle de torque, gerador de indução e controle da velocidade de saída do aerogerador [75].

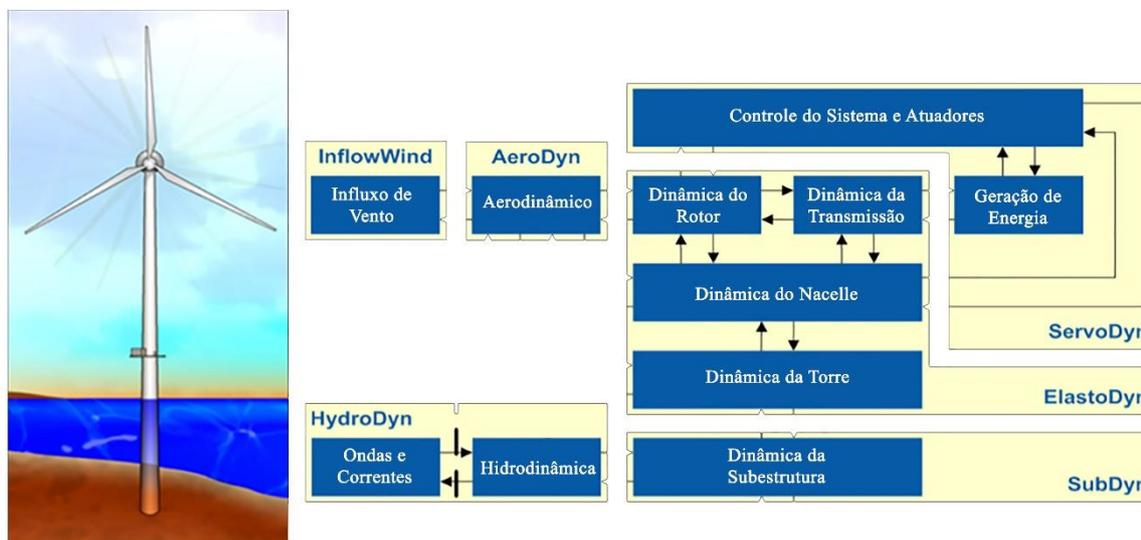


Figura 16 - Módulos de operação do FAST. Modificado de [56].

A partir dos resultados gerados, serão avaliados desempenhos em diferentes casos de cargas do projeto (DLC - Design Load Cases – Casos de cargas do projeto), englobando as condições locais e as condições de operação da turbina. Os DLC são divididos em [66]:

DLC 1.1 - 1.7 – Produção de Energia:

Nesta situação de projeto, a turbina eólica está em operação e conectada à rede elétrica. Não ocorrem situações de falha e o controle do sistema está ativo.

DLC 2.1 – 2.5 – Produção de energia mais a ocorrência de falha;

Qualquer falha no controle, em sistemas de segurança ou alguma falha no sistema elétrico que seja significativa para a carga da turbina eólica (como um curto circuito do gerador) será presumido que ocorra durante a produção de energia.

DLC 3.1 – 3.3 – Início de operação;

Essa situação de projeto inclui todos os eventos resultantes em cargas na turbina eólica durante a transição de situações de paralização ou de lentidão da produção para a produção de energia normal.

DLC 4.1 e 4.2 – Desligamento normal;

Esta situação inclui todos os eventos que resultam das cargas na turbina eólica durante a transição normal da produção de energia para a condição de stand-by (paralisação ou lentidão da produção/ modo de produção baixa).

DLC 5.1 – Desligamento de emergência da energia;

É apresentado neste caso a atuação do botão de parada de emergência.

DLC 6.1 – 6.5 – Paralisação;

Nesta situação, o rotor de uma turbina eólica paralisada em modo stand-by, estará paralisado ou em modo de produção baixo.

DLC 7.1 e 7.2 – Paralisação mais condições de falha;

A condição apresentada considera o estado de não stand-by (paralisação ou modo de baixa produtividade) resultando da ocorrência de uma falha. Se alguma falha, diferente de uma falha na rede elétrica, produzir desvios no comportamento da turbina em situações de paralisação, as possíveis consequências serão consideradas neste caso.

Anexo II: Característica local para a estrutura flutuante em Cabo Frio/RJ

Como forma de confirmar que a cidade de Cabo Frio é viável economicamente, foi considerada uma estrutura flutuante, do tipo semissubmersível, para uma região da cidade mais afastada da costa. O novo local encontra-se a 100 km da costa e 84 metros de lâmina de água, com uma velocidade média no local de 7.1 m/s. A figura x apresenta a nova localização e suas características. Os dados necessários para o estudo do local foram retirados de [61]. A turbina utilizada para a nova localidade é a mesma apresentada na presente dissertação, um aerogerador de 5 MW.



Figura 17 - Novo local de estudo em Cabo Frio/RJ. Modificado de [62].

A tabela 25 apresenta a média mensal dos anos de 2011 a 2019 para se estimar a velocidade média para a nova localidade.

Tabela 24 – Velocidade média do vento [m/s] a 100m acima do MSL para nova localidade em Cabo Frio/RJ

Ano/Mês	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2011	12.60	10.39	4.05		1.21		7.08		6.50		6.47	8.33
2012		12.54	6.89	4.43	2.76	6.30	5.95		4.22		4.88	11.21
2013	7.73	10.55	4.76	1.24	2.90	5.00	2.61	7.28	7.60	7.46	7.62	7.34
2014		10.32	8.89	3.57	2.53	8.10	4.91	6.16	10.28	8.05	7.45	11.41
2015	13.37	11.60	7.10	1.03	5.38	6.07	10.20	9.13		9.31	7.87	11.20
2016	7.95	10.54	8.70	6.57	0.84	0.47	4.77	5.90	5.82		7.86	7.86
2017	13.60	10.89		1.99	4.50	0.47	6.92	6.37	13.80	11.21		8.82
2018			5.82	5.57	3.29	5.22		2.96		6.95	8.24	5.99
2019	12.81	5.54	3.74	3.40	4.48	5.99	4.76					

Para o cálculo da viabilidade econômica foi utilizada uma referência que aborda estruturas do tipo flutuante [47]. Os valores utilizados para o cálculo do LCOE na referência citada, foram obtidos através de entrevistas a grandes empresas que fabricam este tipo de tecnologia, além da consulta a artigos. Devido a falta de dados a respeito das estruturas flutuantes, muitos dos valores considerados foram adotados das estruturas do tipo fixa, então seu valor final pode não ser muito preciso [47].

A tabela 26 apresenta os dados obtidos através do tratamento dos dados da nova localidade. esses dados são: desvio padrão (σV), velocidade média (Vm), fator de forma (k), fator de escala (c) e a energia gerada por uma turbina [kWh/ano].

Tabela 25 - Valores de: desvio padrão (σV), velocidade média (Vm), fator de forma (k), fator de escala (c) e Energia Gerada [kWh/ano]

	σV	Vm	k	c	Energia Gerada [kWh/ano]
Nova localidade	3,244	7,08	2,344	7,990	1,58E+07

A presente abordagem foi utilizada com o objetivo de se verificar a viabilidade econômica da região, além de confirmar que a região selecionada é um local em potencial para a utilização da tecnologia em estudo.

A energia que a nova área selecionada na cidade de Cabo Frio pode produzir é apresentada através da tabela 26, juntamente com o fator de capacidade.

Tabela 26 - Energia produzida e fator de capacidade

Estrutura	Energia produzida [MWh/ano]	Fator de Capacidade
Estrutura fixa	4.54E+03	10%
Estrutura flutuante	1.58E+04	36%

É possível observar que ao se afastar da costa, o fator de capacidade aumenta, comprovando que a região de Cabo Frio que foi selecionada é um candidato para a utilização da energia eólica. Em termos de custos, foi adotada uma referência que aborda a temática de aerogeradores com uma subestrutura flutuante. O valor do LCOE encontrado para um parque eólico contendo 20 aerogeradores com estrutura flutuante do tipo semissubmersível na localidade especificada é de 229 €/MWh (1.039,66 R\$/MWh).

A tabela 27 apresenta os custos para implantação do aerogerador semissubmersível na região selecionada. A figura 17 apresenta as porcentagens que englobam os valores relativos à inserção do aerogerador com estrutura flutuante.

Tabela 27 - Custos para implantação de um aerogerador semissubmersível

Componente	£/MW	R\$/MW
Desenvolvimento do projeto	150.000,00	681.000,00
Turbina	1.175.000,00	5.334.500,00
Subestrutura	1.275.000,00	5.788.500,00
Sistema de ancoragem	80.000,00	363.200,00
Conexão elétrica	425.000,00	1.929.500,00
Instalação	349.000,00	1.584.460,00
Seguro durante a construção	38.000,00	172.520,00
Outros custos	0	0
Contingência	49.200,00	223.368,00

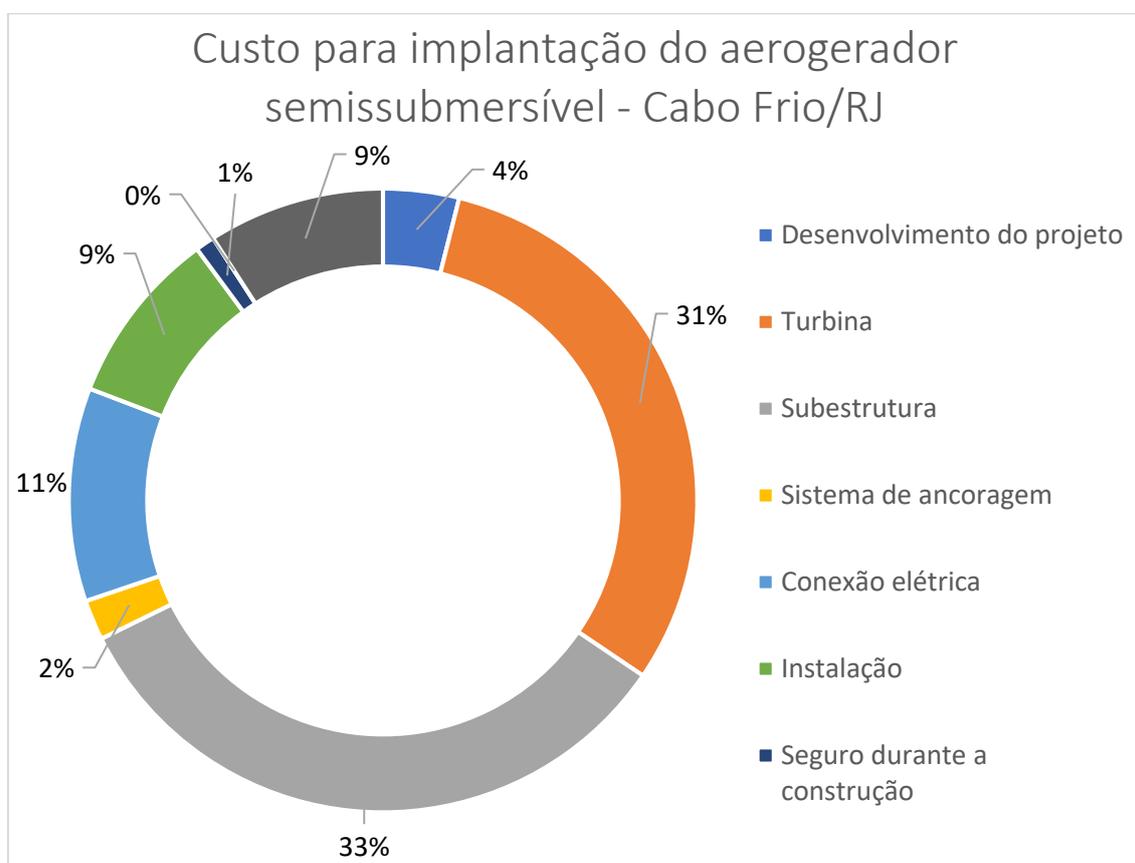


Figura 18 - Custo para implantação do aerogerador semissubmersível

Vale ressaltar que o cálculo do LCOE varia de acordo com cada autor e sua respectiva referência. O LCOE adotado para a estrutura flutuante foi utilizado como forma de viabilizar a região sudeste como uma área em potencial para empregar a energia eólica num futuro próximo. Convém salientar o fato de que alguns componentes utilizados no cálculo da viabilidade econômica do aerogerador semissubmersível não foram aplicados para o aerogerador monopilar pois alguns fatores foram aproximados para facilitar os cálculos enquanto outros não foram aproveitados devido a metodologia de cálculo escolhido, além de das diferenças presentes para custear a estrutura flutuante quando comparada a fixa, como o custo do sistema de ancoragem necessário para estrutura flutuante, enquanto a estrutura fixa necessita somente de uma fundação para sua estrutura.