

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SÃO CARLOS
CENTRO DE CIÊNCIAS EM GESTÃO E TECNOLOGIA
CAMPUS DE SOROCABA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO –
PPGEPS

MATEUS SANT'ANNA DE SOUSA GOMES

**PROPOSTA DE UMA METODOLOGIA PARA UTILIZAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA
OFFSHORE NO LITORAL SUDESTE DO BRASIL**

Sorocaba
2018

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SÃO CARLOS
CENTRO DE CIÊNCIAS EM GESTÃO E TECNOLOGIA
CAMPUS DE SOROCABA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO –
PPGEPS

MATEUS SANT'ANNA DE SOUSA GOMES

**PROPOSTA DE UMA METODOLOGIA PARA UTILIZAÇÃO DE ENERGIA EÓLICA
OFFSHORE NO LITORAL SUDESTE DO BRASIL**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Produção.

Orientação: Prof. Dra. Virgínia Aparecida da Silva Moris

Coorientação: Prof. Dra. Andréa Oliveira Nunes

Sorocaba
2018

Sant'Anna de Sousa Gomes, Mateus

Proposta de uma metodologia para utilização de energia eólica offshore no litoral Sudeste do Brasil / Mateus Sant'Anna de Sousa Gomes. -- 2018.
126 f. : 30 cm.

Dissertação (mestrado)-Universidade Federal de São Carlos, campus Sorocaba, Sorocaba

Orientador: Virgínia Aparecida da Silva Moris

Banca examinadora: Virgínia Aparecida da Silva Moris, Jane Maria Faulstich de Paiva, Antonio Cesar Germano Martins

Bibliografia

1. Energia Eólica Offshore. 2. Matriz Energética Brasileira. 3. Potencial Eólico Offshore. I. Orientador. II. Universidade Federal de São Carlos. III. Título.

Ficha catalográfica elaborada pelo Programa de Geração Automática da Secretaria Geral de Informática (SIn).

DADOS FORNECIDOS PELO(A) AUTOR(A)

Bibliotecário(a) Responsável: Maria Aparecida de Lourdes Mariano – CRB/8 6979



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SÃO CARLOS

Centro de Ciências em Gestão e Tecnologia
Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção

Folha de Aprovação

Assinaturas dos membros da comissão examinadora que avaliou e aprovou a Defesa de Dissertação de Mestrado do candidato Mateus Sant'Anna de Sousa Gomes, realizada em 26/02/2018:

Profa. Dra. Virgínia Aparecida da Silva Moris
UFSCar

Prof. Dr. Antonio César Germano Martins
UNESP

Profa. Dra. Jane Maria Faulstich de Paiva
UFSCar

Profa. Dra. Andréa Oliveira Nunes
UFRN

Certifico que a defesa realizou-se com a participação à distância do(s) membro(s) Andréa Oliveira Nunes e, depois das arguições e deliberações realizadas, o(s) participante(s) à distância está(ão) de acordo com o conteúdo do parecer da banca examinadora redigido neste relatório de defesa.

Profa. Dra. Virgínia Aparecida da Silva Moris

**Dedico este trabalho a minha esposa,
Priscila,
aos meus pais,
Jorge e Jussara,
a minha avó e minha irmã,
Clotilde e Marina.**

AGRADECIMENTOS

Primeiramente a Deus, que sempre me guiou em minhas decisões.

A minha esposa, Priscila Novais Oliveira, por todo apoio, incentivo e amor em todos os momentos desta jornada.

Um agradecimento especial aos meus pais e avó, Jorge Luiz de Sousa Gomes, Jussara do Carmo Sant'Anna de Sousa Gomes e Clotilde do Carmo Sant'Anna, que sempre me ajudaram em tudo, fizeram o possível e o impossível para eu estar aqui.

Às Professoras Virgínia Aparecida da Silva Moris e Andréa Oliveira Nunes, as quais tive o privilégio de trabalhar junto, e que aceitaram me orientar em um tema que é relativamente novo e um pouco diferente das suas áreas de atuação.

Agradeço a Universidade Federal de São Carlos pela oportunidade de fazer parte do Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção do Campus-Sorocaba.

Ao amigo, Fabricio Leon Garcia, pela amizade e companheirismo durante esta etapa das nossas vidas.

A todos os Professores pelos conhecimentos transmitidos nestes anos.

Por fim, agradeço a todos os meus familiares e amigos, cujos nomes não estão sendo citados neste agradecimento, mas que fazem parte da minha vida.

Meu muito obrigado a todos.

RESUMO

GOMES, Mateus Sant'Anna de Sousa. **Proposta de uma Metodologia para Utilização de Energia Eólica Offshore no Litoral Sudeste do Brasil**. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Universidade Federal de São Carlos, *campus* Sorocaba, Sorocaba, 2018.

A geração de energia elétrica é um desafio mundial a ser enfrentado por vários países. Isso tem levado a busca e desenvolvimento de novas tecnologias limpas para o abastecimento de forma sustentável da crescente demanda mundial por energia. As principais fontes de energia renováveis da atualidade são: biomassa, solar, geotérmica, maremotriz, eólica *on* e *offshore* (terra e mar). Dentre essas fontes, a energia eólica sinaliza crescimento mundial e recentemente um aumento significativo na sua utilização no segmento *offshore*. O Brasil está entre os dez maiores produtores mundiais de energia eólica *onshore*, entretanto ainda não possui empreendimentos eólicos *offshore*. O país possui grande potencial para exploração da fonte eólica *offshore*, visto que existem grandes concentrações populacionais com crescentes demandas energéticas em áreas costeiras e uma Zona Econômica Exclusiva (ZEE) de aproximadamente 3.5×10^6 km². O objetivo deste trabalho foi desenvolver uma metodologia para utilização da energia eólica *offshore* através da proposta de um parque eólico *offshore* no litoral Sudeste do Brasil. O estudo foi realizado para a região Sudeste do Brasil com intuito de complementar a matriz energética elétrica da região, que hoje é em sua maioria composta por hidroelétricas. A proposta do parque eólico *offshore* foi realizada seguindo a metodologia desenvolvida neste trabalho, que se baseia em dois diferentes tipos de fontes de coleta de dados: boias oceânicas e estações meteorológicas automáticas. Foram calculadas as distribuições de frequência de Weibull para cada fonte de coleta de dados, curva de potência e o fator de capacidade para os aerogeradores selecionados em cada localidade, com objetivo de identificar a melhor localização para utilização de energia eólica *offshore* na região sudeste. Os resultados mostram que, dentre os pontos de coleta de dados analisados, o local do ponto de coletas Cabo Frio 2 apresentou as melhores características de ventos para exploração de energia eólica *offshore*, entretanto sua instalação demandaria grande complexidade, por isso o ponto de coleta selecionado para instalação de um parque eólico *offshore* neste trabalho foi a estação A606 - Arraial do Cabo. O fator de capacidade calculado na região selecionada foi de 0,51 para o aerogerador com menor potência e 0,39 para o aerogerador com maior potência, e a velocidade no local calculada na altura de referência foi de 7,77 m/s, que é um valor adequado para produção de energia eólica. O parque proposto para esta região é capaz de fornecer anualmente 604.461 MWh, utilizando 39 aerogeradores, que são suficientes para abastecer cerca de 115.870 domicílios durante todo o ano para um município localizado no estado do Rio de Janeiro.

Palavras-chave: Energia Eólica *Offshore*, Matriz Energética Brasileira, Potencial Eólico *Offshore*, Região Sudeste, Metodologia *Offshore*.

ABSTRACT

GOMES, Mateus Sant'Anna de Sousa. **Proposal of a Methodology for Offshore Wind Energy Utilization on the Southeast Coast of Brazil**. MSc Dissertation (Production Engineering) – Federal University of São Carlos, Sorocaba, 2018.

Electricity generation is a global challenge to be faced by several countries. This has led to the pursuit and development of new clean technologies to sustainable supply of the growing world demand for energy. Currently the main sources of renewable energy are: biomass, solar, geothermal, tidal, wind on and offshore (land and sea). Among these sources, wind energy presents worldwide growth and recently a significant increase in its use in the offshore segment. Brazil is among the ten largest onshore wind power producers in the world, however it does not have yet any offshore wind farms. The country has great potential for exploration of offshore wind power, since there are large population concentrations with increasing energy demands in coastal areas and an Exclusive Economic Zone (EEZ) of approximately 3.5×10^6 km². The objective of this work was to develop a methodology for the use of offshore wind energy through the proposal of an offshore wind farm on the Southeast coast of Brazil. The study was carried out for the Southeast region of Brazil in order to complement the energy matrix of the region, which today is mostly composed of hydroelectric power plants. The offshore wind farm proposal was carried out following the methodology developed in this work, which is based on two different types of data collection sources: ocean buoys and automatic meteorological stations. Weibull frequency distributions were calculated for each data collection source, power curve and capacity factor for the selected wind turbines in each locality, in order to identify the best location for the utilization of offshore wind energy in the Southeast region. The location of the collection point Cabo Frio 2 presented the best wind characteristics for offshore wind energy production, however its installation would require great complexity, so the selected collection point for the installation of an offshore wind farm in this work was the station A606 - Arraial do Cabo. The capacity factor calculated in the selected region was 0,51 for the wind turbine with lower power and 0,39 for the wind turbine with higher power, and the calculated wind speed at the reference height was 7,77 m/s, which is an adequate value for wind energy production. The wind farm proposed for this region is capable of supplying annually 604.461 MWh through 39 wind turbines, which are enough to supply the energy demand of approximately 115,870 residences during the whole year in a county located in the state of Rio de Janeiro.

Keywords: Offshore Wind Energy, Brazilian Energy Matrix, Offshore Wind Potential, Southeast Region, Offshore Methodology.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Maior parque eólico onshore do mundo - Gansu Wind Farm, China	17
Figura 2 - Capacidade eólica instalada no mundo de 2000 a 2016.....	18
Figura 3 - Capacidade eólica instalada anualmente por região de 2008 até 2016.	19
Figura 4 - Capacidade eólica instalada por país da Europa até 2016.....	21
Figura 5 - Matriz energética elétrica brasileira em dezembro de 2017	22
Figura 6 - Potencial eólico estimado para vento médio anual igual ou acima de 7,0 m/s	23
Figura 7 - Evolução da capacidade eólica instalada do Brasil de 2005 a 2016.....	25
Figura 8 - Parque eólico offshore de Vindeby na Dinamarca	27
Figura 9 - Capacidade acumulada global de parques eólicos offshore em 2016	28
Figura 10 - Capacidade eólica offshore da Europa até 2016	30
Figura 11 - Zona Econômica Exclusiva (seção em azul próxima à costa mais os círculos adjacentes)	32
Figura 12 - Emissão de luzes dos principais centros de consumo da região sudeste do Brasil	33
Figura 13 - Uma configuração típica de um sistema de turbinas eólicas de eixo horizontal.....	35
Figura 14 - Classificação dos aerogeradores horizontais.....	36
Figura 15 - Aerogeradores offshore de eixo vertical.....	38
Figura 16 - Tipos de fundações das turbinas offshore em operações na Europa em 2015	40
Figura 17 - Configuração da fundação Monopilar (Monopile)	41
Figura 18 - Configuração da fundação Tripilar (Tripile).....	42
Figura 19 - Estrutura da fundação Jaqueta (Jacket)	43
Figura 20 - Estrutura da fundação Tripé (Tripod)	44
Figura 21 - Estrutura da fundação Gravidade (Gravity).....	45
Figura 22 - Conceitos de plataformas flutuantes	46
Figura 23 - Esforços ambientais em um aerogerador	49
Figura 24 - Ilustração do efeito esteira em um aerogerador.....	51
Figura 25 - Processo de elaboração de layout para parques eólicos.....	51
Figura 26 - Parcela de ar movendo-se em direção a uma turbina eólica	53
Figura 27 - Curva de potência ideal de uma turbina eólica	56

Figura 28 - Efeito dos parâmetros da função de distribuição de Weibull: (a) parâmetro de forma e (b) parâmetro de escala	60
Figura 29 - Boias fixas do programa PIRATA no oceano Atlântico	64
Figura 30 - Boias fixas do programa PNBOIA no oceano Atlântico.....	66
Figura 31 - Etapas da metodologia para proposta do parque eólico offshore	69
Figura 32 - Boias do programa PIRATA na costa brasileira	79
Figura 33 - Gráfico da velocidade média mensal do vento da boia 19S34W, 2016 - 2017	80
Figura 34 - Boias do programa PNBOIA na costa brasileira	81
Figura 35 - Gráfico da velocidade média mensal do vento da boia Cabo Frio 2, 2016 - 2017	83
Figura 36 - Gráfico da velocidade média mensal do vento da boia Santos, 2015 - 2016	83
Figura 37 - Mapa das estações meteorológicas automáticas selecionadas no estudo. 1= Marambaia-A602; 2= Forte de Copacabana-A652; 3= Arraial do Cabo-A606 e 4= Campos-São Tomé-A620.....	86
Figura 38 - Fotos das estações meteorológicas automáticas do INMET e suas respectivas vistas superiores feitas por satélite. 1= Marambaia-A602; 2= Forte de Copacabana-A652; 3= Arraial do Cabo-A606 e 4= Campos-São Tomé-A620	87
Figura 39 - Gráfico da velocidade média mensal do vento da EMA Marambaia-A602, 2016 - 2017	89
Figura 40 - Gráfico da velocidade média mensal do vento da EMA Forte de Copacabana-A652, 2016 - 2017	90
Figura 41 - Gráfico da velocidade média mensal do vento da EMA Arraial do Cabo-A606, 2016 - 2017.....	90
Figura 42 - Gráfico da velocidade média mensal do vento da EMA Campos - São Tomé-A620, 2016 - 2017	91
Figura 43 - Velocidade dos ventos na costa brasileira a 90 de altura	92
Figura 44 - Identificação do fator de forma (k) no Atlas de Energia Elétrica do Brasil (2001).....	94
Figura 45 - Distribuição de Frequência para os pontos de coleta localizados no mar	98
Figura 46 - Distribuição de frequência para os pontos de coleta localizados em terra	98

Figura 47 - Curva de potência das turbinas selecionadas.....	102
Figura 48 - Cidades próximas ao ponto de instalação do parque eólico offshore ...	112
Figura 49 - Representação aproximada do ponto de coleta de dados (número 1) e local de instalação do parque eólico offshore (número 2).....	115
Figura 50 - Local de instalação proposto para o parque eólico offshore destacado em vermelho na carta náutica número 1505	116

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Capacidade instalada por estado em outubro de 2016.....	24
Tabela 2 - Número de parques offshore, turbinas e capacidade instalada, na Europa em 2016	29
Tabela 3 - Fator P para diferentes tipos de superfícies.....	54
Tabela 4 - Valores do comprimento da rugosidade superficial para vários tipos de terreno.....	55
Tabela 5 - Regiões de performance da curva de potência.....	57
Tabela 6 - Fontes de dados utilizadas no trabalho.....	78
Tabela 7 - Resultados boia PIRATA.....	80
Tabela 8 - Resultados boias do PNBOIA	82
Tabela 9 - Critérios quantitativos de seleção da estação meteorológica.....	84
Tabela 10 - Critérios qualitativos de seleção da estação meteorológica.....	84
Tabela 11 - Estações meteorológicas automáticas selecionadas	86
Tabela 12 - Característica dos ventos das EMA selecionadas.....	88
Tabela 13 - Velocidade média dos ventos a 100 m de altura nos pontos de coleta de dados	91
Tabela 14 - Faixas de velocidade dos ventos a 90 m apresentadas na Figura 43....	93
Tabela 15 - Fator de forma k para os locais de coleta de dados.....	95
Tabela 16 - Fator de escala c para os locais de coleta de dados.....	96
Tabela 17 - Distribuição de frequência de Weibull para cada ponto de coleta de dados	97
Tabela 18 - Características técnicas dos aerogeradores selecionados	100
Tabela 19 - Tabela de Potência dos aerogeradores selecionados.....	101
Tabela 20 - Produção de energia para cada valor de velocidade no aerogerador V136/3450.....	103
Tabela 21 - Produção de energia para cada valor de velocidade no aerogerador E141/4200.....	104
Tabela 22 -Produção de energia para cada valor de velocidade no aerogerador SWT-7.0-154.....	105
Tabela 23 - Produção de energia para cada valor de velocidade no aerogerador Haliade* 150-6MW	106
Tabela 24 - Produção anual total de energia para nos pontos de coleta do estudo	107

Tabela 25 - Energia anual disponível para cada aerogerador do estudo	108
Tabela 26 - Fator de capacidade das turbinas selecionadas em cada ponto de coleta de dados	108
Tabela 27 - Resumo dos resultados encontrados no trabalho	111
Tabela 28 - Consumo de energia elétrica por classe de consumidores em cada cidade selecionada no estudo	112

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CELPE	Companhia Energética de Pernambuco
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CHM	Centro de Hidrografia da Marinha
CLIVAR	<i>Climate and Ocean Variability, Predictability, and Change</i>
CNES	<i>Centre National d'Études Spatiales</i>
DAE	Demanda Anual de Energia
EMA	Estação Meteorológica Automática
ED	Energia Disponível
EP	Energia Produzida
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EWEA	<i>European Wind Energy Association</i>
FC	Fator de Capacidade
FTP	<i>File Transfer Protocol</i>
GEE	Gases de Efeito Estufa
GOOS	<i>The Global Ocean Observing System</i>
GTS	<i>Global Transit System</i>
GWEC	<i>Global Wind Energy Council</i>
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
ISA	<i>International Standard Atmosphere</i>
MG	Minas Gerais
MIT	<i>Massachusetts Institute of Technology</i>
MS	<i>Microsoft</i>
NOAA	<i>National Oceanic and Atmospheric Administration</i>

NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>
PATE	Produção Anual Total de Energia
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PE	Produção de Energia
PIRATA	<i>Prediction and Research Moored Array in the Tropical Atlantic</i>
PNBOIA	Programa Nacional de Boias
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas
RC	República Checa
RU	Reino Unido
SIN	Sistema Interligado Nacional
SWERA	<i>Solar and Wind Energy Resource Assessment</i>
UFPE	Universidade Federal de Pernambuco
UFSCar	Universidade Federal de São Carlos
WMO	<i>World Meteorological Organization</i>
ZEE	Zona Econômica Exclusiva

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	12
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	15
2.1. PANORAMA DA ENERGIA EÓLICA NO MUNDO E NO BRASIL	15
2.1.1. Cenário Mundial.....	17
2.1.2. Cenário Brasileiro	22
2.2. PANORAMA DA ENERGIA EÓLICA <i>OFFSHORE</i> NO BRASIL E NO MUNDO	25
2.2.1. Cenário Mundial.....	27
2.2.2. Cenário Brasileiro	31
2.3. AEROGERADORES	34
2.3.1. Sistema de um Aerogerador	34
2.3.2. Classificação dos aerogeradores.....	35
2.3.2.1. Aerogeradores com rotor de eixo horizontal.....	36
2.3.2.2. Aerogeradores com rotor de eixo vertical	37
2.3.3. Fundações	39
2.3.4. Esforços sobre um Aerogerador	46
2.3.5. <i>Layout</i> e Localização de um Parque.....	50
2.4. CARACTERIZAÇÃO DO VENTO	52
2.4.1. Potência do Vento.....	52
2.4.2. Extrapolação da Velocidade dos Ventos	53
2.4.3. Curva de Potência	56
2.4.4. Fator de Capacidade	58
2.4.5. Distribuição de Frequência de Weibull $f(v)$	58
2.5. AVALIAÇÃO DOS RECURSOS EÓLICOS <i>OFFSHORE</i>	61
2.5.1. Estação Meteorológica Automática (EMA)	62
2.5.2. Boias oceanográficas.....	63
2.5.2.1. Prediction and Research Moored Array in the Tropical Atlantic (PIRATA)	63
2.5.2.2. Programa Nacional de Boias (PNBOIA).....	65
2.5.3. Mapa Eólico <i>Offshore</i> do Projeto SWERA.....	66
2.5.4. Carta Náutica.....	67
3. METODOLOGIA.....	68

3.1. DEFINIÇÃO DA REGIÃO EM ESTUDO	68
3.2. FONTE DE DADOS	70
3.3. BOIA OCEÂNICA DO PROGRAMA PIRATA.....	70
3.4. BOIAS METEOCEANOGRÁFICAS DO PROGRAMA PNBOIA.....	70
3.5. ESTAÇÕES METEOROLÓGICAS AUTOMÁTICAS DO INMET	71
3.6. APLICAÇÃO DOS CRITÉRIOS DE SELEÇÃO DAS EMA	71
3.7. TRATAMENTO DE DADOS E CÁLCULO DA VELOCIDADE MÉDIA ANUAL DOS VENTOS	72
3.8. EXTRAPOLAÇÃO DA VELOCIDADE MÉDIA ANUAL DO VENTO	72
3.9. DETERMINAÇÃO DOS PARÂMETROS DE WEIBULL K E C	73
3.10. CÁLCULO DA DISTRIBUIÇÃO DE FREQUÊNCIA DE WEIBULL.....	74
3.11. SELEÇÃO DOS AEROGERADORES E CÁLCULO DA CURVA DE POTÊNCIA.....	74
3.12. CÁLCULO DA ENERGIA PRODUZIDA (EP).....	75
3.13. PRODUÇÃO ANUAL TOTAL DE ENERGIA (PATE) E FATOR DE CAPACIDADE (FC).....	75
3.14. DEFINIÇÃO DO NÚMERO DE AEROGERADORES	76
3.15. DEFINIÇÃO DO LOCAL DE INSTALAÇÃO DO PARQUE EÓLICO	77
4. RESULTADOS E DISCUSSÕES	78
4.1. FONTE DE DADOS	78
4.2. BOIAS OCEÂNICA DO PROGRAMA PIRATA	78
4.3. BOIAS METEOCEANOGRÁFICAS DO PROGRAMA PNBOIA.....	80
4.4. ESTAÇÕES METEOROLÓGICAS AUTOMÁTICAS INMET	84
4.5. EXTRAPOLAÇÃO DA VELOCIDADE MÉDIA ANUAL DO VENTO	91
4.6. FATOR DE FORMA k	94
4.7. FATOR DE FORMA c	95
4.8. CÁLCULO DA DISTRIBUIÇÃO DE FREQUÊNCIA DE WEIBULL $f(v)$	96
4.9. SELEÇÃO DOS AEROGERADORES E CÁLCULO DA CURVA DE POTÊNCIA.....	99
4.10. CÁLCULO DA ENERGIA PRODUZIDA (EP).....	102
4.11. PRODUÇÃO ANUAL TOTAL DE ENERGIA (PATE) E FATOR DE CAPACIDADE (FC).....	107
4.12. DEFINIÇÃO DO NÚMERO DE AEROGERADORES	111
4.13. DEFINIÇÃO DO LOCAL DE INSTALAÇÃO DO PARQUE EÓLICO	113

5. CONCLUSÃO.....	118
6. REFERÊNCIAS.....	121

1. INTRODUÇÃO

Não é novidade que nos últimos anos a matriz energética mundial tem apresentado um crescimento constante no consumo de energia e também a preocupação em buscar alternativas para o fornecimento de energia, sem comprometer as futuras gerações (GOMES; HENKES, 2015). As energias renováveis se destacam entre as alternativas para o abastecimento energético, pois apresentam características menos impactantes para o meio ambiente, como: baixa contribuição para o aquecimento global através da emissão de dióxido de carbono (CO₂) proveniente da queima de combustíveis fósseis e auxilia na redução de emissão de gases de efeito estufa (GEE) (ESTEBAN et al., 2011).

O fornecimento energético pode ser realizado através de fontes não renováveis (carvão, petróleo e gás natural) e renováveis (solar, eólica, hidráulicas, biomassa). As fontes não renováveis possuem um potencial de exploração limitado, por isso espera-se o esgotamento desses recursos nos próximos séculos. Além disso, os combustíveis fósseis são responsáveis por grande impacto ambiental. Com intuito de reduzir esses problemas, diversos países ao redor do mundo tornaram-se responsáveis por aumentar a qualidade do abastecimento energético, e quando possível, substituir os recursos não renováveis, pelos renováveis (ŞAHIN, 2004). Essa tendência, junto com a crise energética de 1973, provocou uma queda na produção de combustíveis fósseis, e incentivou um aumento na utilização de fontes não convencionais, como a eólica, biomassa e solar (PERVEEN; KISHOR; MOHANTY, 2014).

Dentre as fontes de energia renováveis, a fonte eólica ocupa lugar de destaque, e os parques eólicos tornam-se cada dia mais difundidos em larga escala ao redor do mundo (ŞAHIN, 2004). Isso pode ser explicado pela grande disponibilidade de ventos no planeta, maturidade da tecnologia eólica em comparação com outras fontes renováveis de energia e as promissoras perspectivas comerciais para o setor (LEUNG; YANG, 2012). Essas características, tornam a utilização da energia eólica essencial para alcançar as metas de redução das emissões dos GEE (ESTEBAN et al., 2011).

A energia eólica é dividida em dois tipos de aplicação, *onshore* e *offshore*. A *onshore* é a conversão do movimento dos ventos terrestres em energia elétrica e a

offshore é o mesmo conceito, porém aplicado para os ventos marítimos. A energia eólica vem conquistando significativo espaço também no segmento *offshore* e hoje está entre as tecnologias energéticas que mais se desenvolvem no mundo (OLIVEIRA FILHO et al., 2013; SUN; HUANG; WU, 2012). Vantagens como a disponibilidade de espaço, e baixo impacto visual e sonoro, favorecem o desenvolvimento das aplicações *offshore*. De acordo com *Global Wind Energy Council* (GWEC) (2017), entre os anos de 2010 e 2016, a energia eólica *offshore* apresentou um crescimento na capacidade instalada mundial de aproximadamente 250%. Além disso, as perspectivas de redução dos custos desse tipo de energia até 2020 são altas, o que favorecerá ainda mais o crescimento desse tipo de empreendimento. Devido ao seu enorme potencial de crescimento, a energia eólica *offshore* pode tornar-se uma das principais fontes de energia renovável do mundo (PERVEEN; KISHOR; MOHANTY, 2014).

O Brasil possui uma matriz energética elétrica composta principalmente por energia proveniente de usinas hidrelétricas (60,8%) (ANEEL, 2017). Essa predominância demonstra uma fragilidade no abastecimento energético, pois o fornecimento de energia fica sujeito a intempéries climáticas e muitas vezes para complementar o abastecimento energético, pode ser necessário a utilização de fontes energéticas mais caras e com maiores impactos ambientais. O uso de outras fontes energéticas renováveis, pode complementar a matriz energética de forma limpa e sustentável, nos períodos com menor produção energética das hidroelétricas. Visto que o Brasil possui uma vasta extensão costeira que se estende pelo Oceano Atlântico cobrindo aproximadamente 8.000 km, e grandes concentrações populacionais em áreas costeiras, a matriz energética brasileira pode ser complementada com a energia eólica *offshore*, reduzindo assim, os efeitos da estiagem no abastecimento energético do país (SILVA et al., 2016). De acordo com Menezes e Pinto (2007), a energia eólica é uma excelente opção para diversificar a matriz energética do Brasil, podendo complementar a geração hidrelétrica, pois a época do ano em que ocorrem as estiagens, são os períodos onde são registradas as melhores velocidades de vento, favorecendo assim essa fonte de energia.

Este trabalho tem como foco a região sudeste do Brasil, que apresenta uma matriz energética pouco diversificada e constituída em sua maioria por usinas hidroelétrica (ANEEL, 2017). Em períodos de baixa produção energética (estiagem) a região ativa as usinas termoelétricas implicando em altos custo e impactos ambientais (KUMAR; KATORIA; SEHGAL, 2013). Além disso, a região Sudeste é a mais populosa

e a maior consumidora de energia elétrica do país, onde o consumo energético na região cresce ano após ano. Sendo assim, a produção de energia eólica *offshore* pode apresentar boas características para completar a matriz energética da região.

Este trabalho pretende corroborar com a escassa literatura brasileira sobre a fonte eólica *offshore* (POTTMAIER et al., 2013; GARBE; MELLO; TOMASELLI, 2014). As contribuições do trabalho podem ser divididas em três vertentes: científica, técnica e social. Como contribuição científica o trabalho apresenta o desenvolvimento de uma metodologia para estimativa da geração de energia eólica *offshore* e a proposta de um parque *offshore*. A contribuição técnica está relacionada com a apresentação das localidades com melhores características para exploração de energia eólica *offshore* no litoral sudeste do Brasil, servindo assim, como um direcionamento para empreendimentos deste tipo no país. Por fim, a contribuição social pode ser explicada pela oportunidade de complementar o abastecimento energético da região litorânea do Sudeste, fornecendo assim, uma energia elétrica considerada como limpa.

Para atingir estas contribuições, essa pesquisa tem como objetivo geral, a proposição de uma metodologia para a utilização da fonte de geração de energia eólica *offshore* no litoral Sudeste do Brasil. Além disso, a pesquisa possui os seguintes objetivos específicos: (I) propor um parque eólico *offshore* no litoral Sudeste; (II) evidenciar a atual tendência mundial na exploração de energia eólica *offshore* e como o Brasil pode fazer proveito desta tecnologia para complementar sua matriz energética.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1. PANORAMA DA ENERGIA EÓLICA NO MUNDO E NO BRASIL

O rápido crescimento da população global tem contribuído para o crescimento acelerado da demanda por energia. Mathew (2006), explica que a demanda por energia é um dos principais insumos para o desenvolvimento socioeconômico, pois a taxa com que a energia é consumida pelas nações, reflete o nível de prosperidade que pode ser alcançado. Por isso, a saúde econômica e social das nações, dependem do fornecimento sustentável de energia (ISLAM; MEKHILEF; SAIDUR, 2013). Neste sentido, as fontes de energia que desde a revolução industrial são consideradas fundamentais, como o carvão, óleo e gás natural, estão enfrentando quedas no seu consumo, devido ao esgotamento dos seus recursos e efeitos adversos ao meio ambiente (LEUNG; YANG, 2012).

Com intuito de reduzir o esgotamento dos recursos naturais e a deterioração do meio ambiente, as futuras tecnologias de geração de energia, deverão preocupar-se com princípios e critérios sustentáveis (ISLAM; MEKHILEF; SAIDUR, 2013). Seguindo esta tendência, a demanda por fontes de energia limpa e renovável, tais como solar, eólica, maremotriz, geotérmica e biomassa, fornece um cenário oportuno para o desenvolvimento das tecnologias renováveis. Em comparação com as outras fontes renováveis de energia, as vantagens da energia eólica podem ser explicadas por dois fatores: a disponibilidade do recurso (ventos) e a maturidade da tecnologia em termos de custo e eficiência. Com relação a disponibilidade do recurso, é claro o grande potencial de exploração da energia eólica, assim como da maremotriz e solar, e muito superior ao potencial de exploração da energia geotérmica e biomassa. O segundo fator, pode ser explicado pelo fato da energia eólica ter sido utilizada a muitos anos em várias atividades econômicas, como: navegação, irrigação, moagem e etc., diferente de outras tecnologias que não tiveram um processo evolutivo tão longo, como a energia solar e maremotriz (ESTEBAN et al., 2011).

Dentre as várias fontes de energia renováveis existentes, a energia eólica é a que oferece maior maturidade tecnológica, bem como promissoras perspectivas comerciais e atualmente já é amplamente utilizado para geração de energia em larga escala pelo mundo (LEUNG; YANG, 2012). Para Leung e Yang (2012), essa fonte de energia poderá ser a principal fonte de energia renovável nos próximos anos, pois além da baixa emissão de gases causadores do efeito estufa, é comercialmente viável

e economicamente competitiva. A energia eólica *offshore* vem se destacando entre as fontes energéticas que mais se desenvolvem no mundo e já ocupa esta posição a alguns anos (MATHEW, 2006).

De acordo com a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) (2002), a definição de energia eólica é:

Denomina-se energia eólica a energia cinética contida nas massas de ar em movimento (vento). Seu aproveitamento ocorre através da conversão da energia cinética de translação em energia cinética de rotação, com o emprego de turbinas eólicas, também denominadas aerogeradores, para a geração de energia elétrica, ou através de cata-ventos e moinhos para trabalhos mecânicos, como bombeamento de água (ANEEL, 2002, p. 63).

A utilização da energia eólica para geração de energia elétrica, iniciou-se a aproximadamente 120 anos atrás, porém a energia dos ventos já é explorada pela humanidade a mais de 3000 anos. Na última década, a energia eólica experimentou importantes evoluções tecnológicas, e iniciou sua utilização em diversos países ao redor do mundo (LEUNG; YANG, 2012). De acordo com Şahin (2004), o sucesso na utilização da energia eólica em alguns países europeus, encorajou outros países a adotarem esse recurso em suas matrizes energéticas. Dentre esses países, pode-se destacar a China que atualmente está construindo o maior parque eólico *onshore* do mundo que atingirá em 2020 a capacidade instalada total de 20 GW distribuída em mais 7.000 aerogeradores, Figura 1. O setor eólico alcançou importantes avanços resultantes das evoluções tecnológicas, dentre eles, pode-se mencionar as melhorias na aerodinâmica, estrutura e micrometeorologia, que desde 1980 vêm contribuindo com um aumento de 5% na produção energética das turbinas. Em conjunto com esses avanços, os aerogeradores tiveram uma redução de cerca de 50% tanto no seu peso quanto no ruído emitido. Com esses avanços, os especialistas estimam que em 2020, a energia eólica será responsável pelo fornecimento de 5% da energia elétrica mundial (ISLAM; MEKHILEF; SAIDUR, 2013).

Figura 1 - Maior parque eólico onshore do mundo - Gansu Wind Farm, China



Fonte: (SCHNEIDER, 2013)

2.1.1. Cenário Mundial

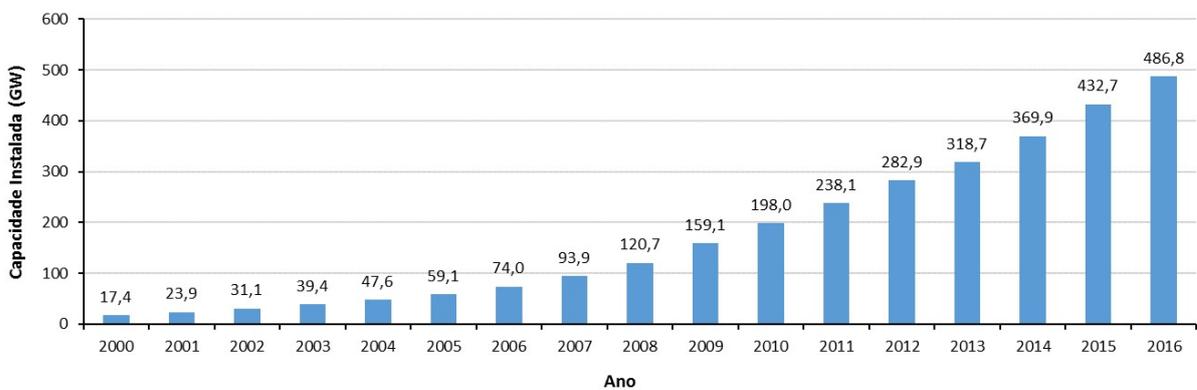
Séculos atrás a tecnologia de geração de energia através dos ventos iniciou seu desenvolvimento. A evolução posterior ocorreu no século XIX, quando milhões de pequenas máquinas eólicas foram utilizadas para bombeamento de água nos Estados Unidos. Em seguida, entre 1935 e 1970, evoluções desta tecnologia foram desenvolvidas inspiradas em hélices e asas de aviões planadores nos Estados Unidos, e no mesmo período países da Europa como Dinamarca, França, Alemanha e Reino Unido, iniciaram a aplicação de turbinas eólicas em larga escala. A grande penetração da energia eólica no mercado energético americano ocorreu entre 1973 e 1986, quando o governo americano investiu fortemente em pesquisa e desenvolvimento desta tecnologia incentivado pela crise do petróleo de 1973. Na Europa a disseminação desta tecnologia ocorreu entre os anos 80 e 90, devido ao alto custo da energia e a grande disponibilidade de recursos na região. De 1990 em diante, a Europa tornou-se o centro do desenvolvimento e utilização desta tecnologia no mundo (KALDELLIS; ZAFIRAKIS, 2011).

Em 1990, a potência eólica instalada no mundo era inferior a 2 GW. Em 2000, esta capacidade superou os 17,4 GW, e em 2016 a capacidade mundial instalada de energia eólica atingiu 486,9 GW, a Figura 2 apresenta o crescimento da capacidade mundial acumulada de energia eólica a partir do ano 2000. De acordo com Leung e

Yang (2012), a energia eólica já atingiu taxas de crescimento de até 30% ao ano, essa taxa é superior ao crescimento anual de qualquer outra fonte de energia renovável.

Conforme apresentado na Figura 2, o ano de 2015, foi o ano com maior crescimento da capacidade instalada mundial da história da indústria eólica. O ano de 2016, apresentou um crescimento cerca de 14% menor em comparação com o ano anterior. Isso aconteceu, pois, a China e outros mercados menores como Brasil, México, Canadá e África do Sul, postergaram alguns investimentos para o ano de 2017, portanto espera-se que o ano de 2017 apresente grande crescimento na capacidade mundial de energia eólica (GWEC, 2017).

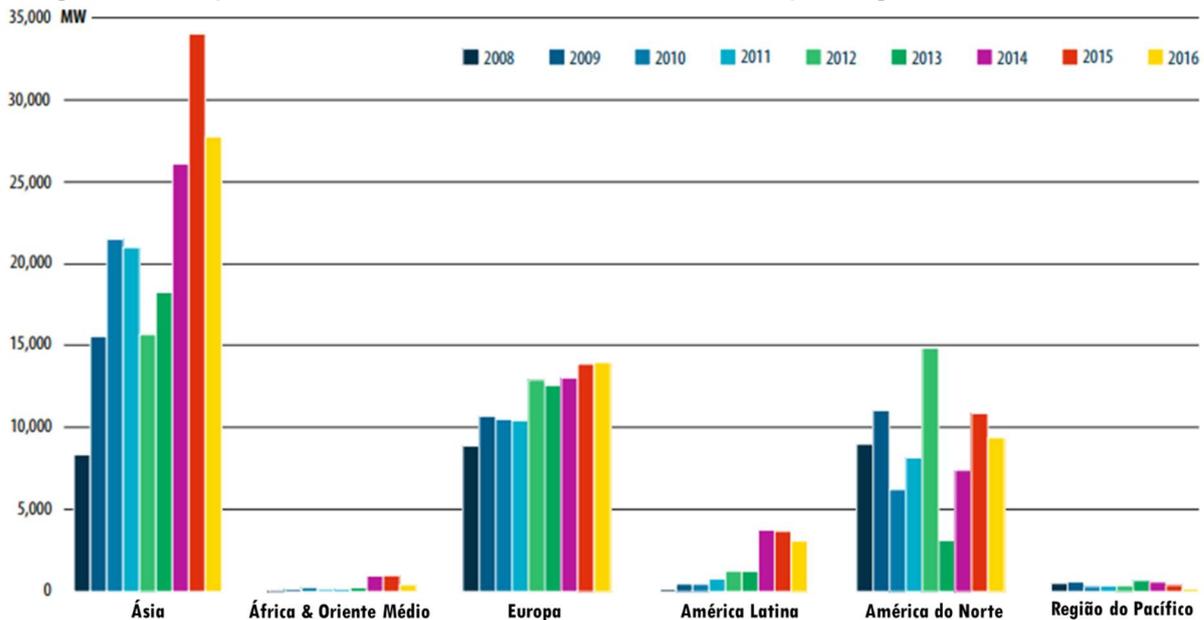
Figura 2 - Capacidade eólica instalada no mundo de 2000 a 2016



Adaptado de: (GWEC, 2016; GWEC, 2017).

No final de 2016, 28 países apresentaram capacidade eólica instalada superior a 1 GW, dentre eles: 16 países da Europa; 5 países da Ásia-Pacífico (China, Coreia do Sul, Índia, Japão e Austrália); 3 países da América do Norte (Canadá, Estados Unidos e México) e América Latina (Brasil, Chile e Uruguai), e somente 1 país na África (África do Sul). Atualmente os três maiores produtores de energia eólica são: China (168,7 GW); Estado Unidos (82,3 GW) e Alemanha (50,0 GW) (GWEC, 2017). A Figura 3 apresenta o crescimento da capacidade adicionada anualmente por regiões até o ano de 2016.

Figura 3 - Capacidade e eólica instalada anualmente por região de 2008 até 2016



Adaptado de: (GWEC, 2017).

Pela Figura 3, pode-se verificar que a Ásia é líder mundial no fornecimento de energia eólica, a região ocupa essa posição desde 2009 quando ultrapassou a Europa apresentando a maior ascensão em menor tempo. A América do Norte apresenta um crescimento inconstante da tecnologia, de acordo com Leung e Yang (2012), o futuro da energia eólica nos Estados Unidos ainda é incerto. É possível constatar também, os poucos avanços na região do Pacífico, África e Oriente Médio.

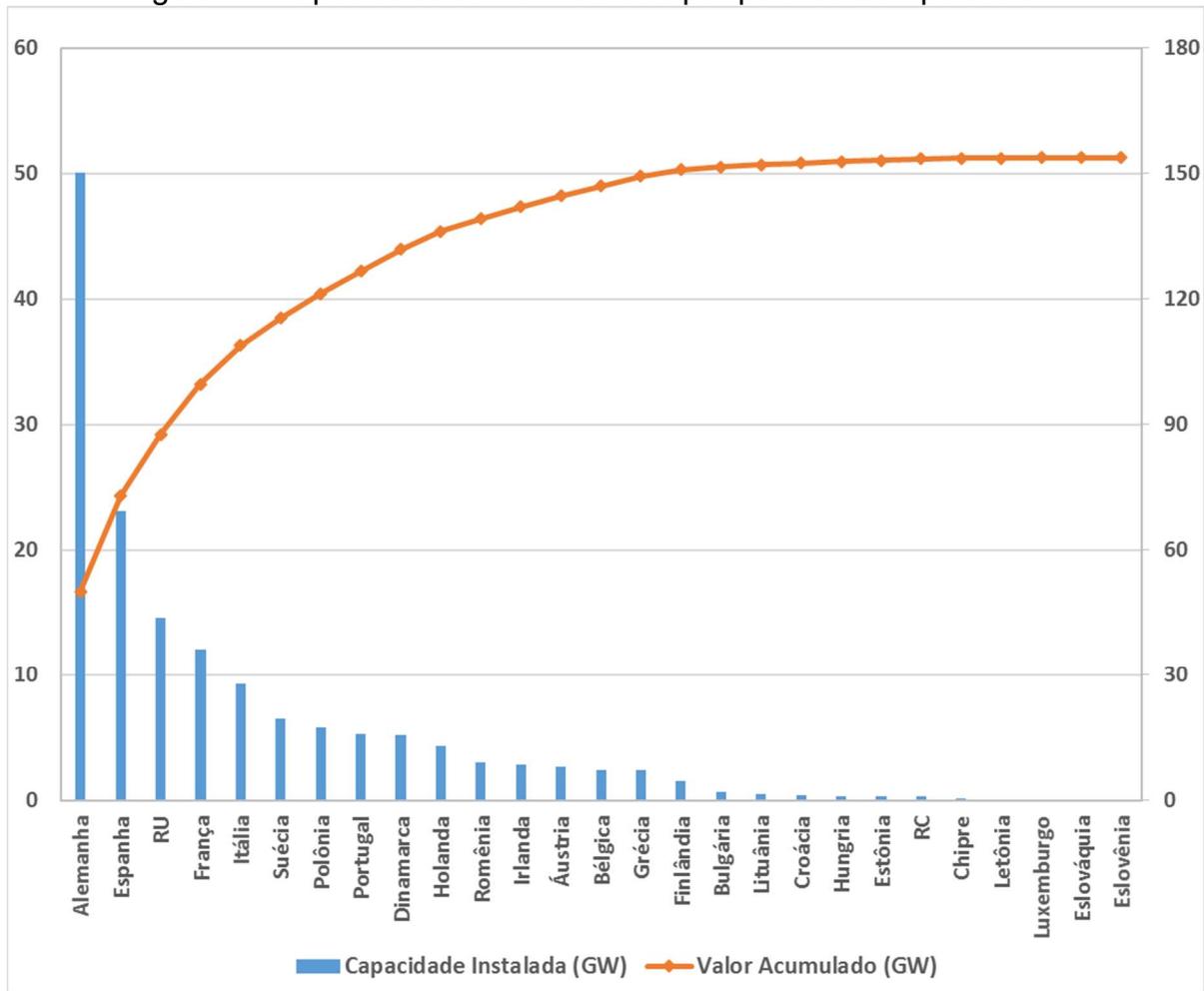
No mercado asiático a China é o maior produtor de energia eólica, apesar da desaceleração do crescimento econômico do país e consecutivamente a diminuição do crescimento da demanda energética, os investimentos em energia eólica vêm batendo recordes ano após ano. Esse grande crescimento pode ser explicado, pois o governo chinês espera que a energia eólica tenha uma participação de 10% (250 GW) do fornecimento energético do país em 2020 (WEN; ZHENG; DONGHAN, 2009) e até 2030 aproximadamente 20% da matriz energética deve ser constituída por fontes renováveis. A Índia é o outro importante produtor na região, com capacidade instalada de 25,1 GW, o país tornou-se o quinto maior produtor mundial de energia eólica. De acordo com GWEC (2016), as perspectivas de crescimento para o país são grandes, pois o governo Indiano comprometeu-se em instalar 60 GW de capacidade eólica e 100 GW de solar, até 2022.

Na América do Norte, os Estados Unidos é o maior mercado da região e o segundo maior produtor de energia eólica do mundo, atrás apenas da China. A energia

eólica já é responsável pelo fornecimento de 4,7 % de toda energia elétrica produzida pelo país, essa quantidade é o suficiente para abastecer cerca de 20 milhões de lares americanos. Em alguns estados norte-americanos a participação da energia eólica na matriz energética atinge números expressivos, como em Iowa e Dakota do Sul, que em 2015 tiveram mais de 25% do abastecimento proveniente da energia eólica. Segundo Leung e Yang (2012), estima-se que até 2030 a energia eólica será responsável por 20% do abastecimento energético do país. O Canadá é outro país norte americano com representativa participação no cenário global de energia eólica. Com capacidade instalada superior a 11,9 GW, o país ocupa a oitava posição dentre os maiores produtores de energia eólica do mundo. As perspectivas para o país no setor são altas, a indústria eólica canadense vem apresentando, desde 2010, crescimento médio de 23% ao ano (GWEC, 2016).

A Europa tem um bom histórico de utilização de fontes renováveis, de 2000 até 2016, a participação das fontes renováveis na matriz energética cresceu de 24% para 46%. Cerca de 8 anos consecutivos as fontes de geração de energia renováveis vêm crescendo mais que as tecnologias não renováveis na região. Dentre estas fontes, a principal é a eólica, esta fonte energética é a segunda maior produtora de energia no continente, atrás apenas do gás natural, e sua capacidade instalada já é de aproximadamente 154 GW. O maior produtor de energia eólica da Europa é a Alemanha, seguida pela Espanha e Reino Unido (RU), a Figura 4 apresenta a capacidade de geração eólica instalada dos países europeus. A Alemanha é o país da Europa que mais está se desenvolvendo e investindo no segmento de energia eólica, isso acontece principalmente devido a estabilidade das políticas regulatórias, as quais fornecem aos investidores boa visibilidade em futuros projetos e consequentemente favorecem os investimentos nesta tecnologia (EWEA, 2017).

Figura 4 - Capacidade eólica instalada por país da Europa até 2016



Adaptado de: (EWEA, 2017).

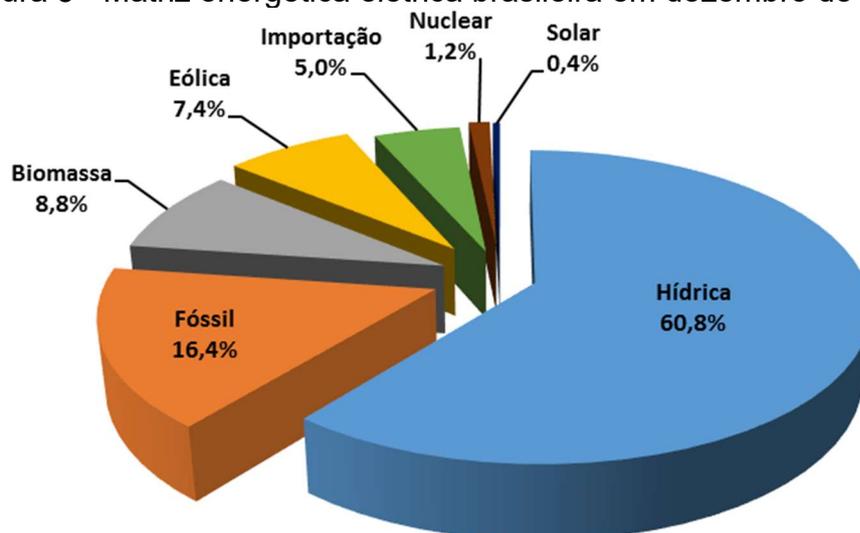
A América Latina vem aumentando a participação da energia eólica em sua matriz energética, que é grandemente composta por fontes renováveis como biomassa e hidrelétricas. O principal produtor de energia eólica do mercado latino americano é o Brasil, até dezembro de 2017 a capacidade eólica instalada total do país foi de 12,19 GW (ANEEL, 2017). De acordo com GWEC (2016) o Brasil é o maior produtor da América Latina, pois apresenta um dos melhores regimes de ventos do mundo, além disso, o crescimento do país continuará a ser grande, visto que o governo brasileiro pretende aumentar a participação da fonte eólica na matriz energética para até 11% em 2024.

2.1.2. Cenário Brasileiro

O Brasil possui a matriz energética mundialmente reconhecida pela utilização de fontes renováveis (ANDRADE GUERRA et al., 2015). Historicamente a geração de energia elétrica no país concentrou-se nas fontes hidráulicas, entretanto, o país vem apresentando durante anos grande crescimento na diversificação da sua matriz energética com a adição de fontes renováveis (ANEEL, 2008; PEREIRA et al., 2012). Dentre as fontes renováveis em crescimento no país, pode-se destacar a energia eólica, que aumentou a participação na matriz energética nacional de 1,2% em 2012 (POTTMAIER et al., 2013), para 7,4% em 2017, e hoje conta com 498 empreendimentos eólicos em operação, e mais 233 em fase de construção ou planejamento (ANEEL, 2017).

A Figura 5 apresenta a capacidade instalada dos empreendimentos em operação na matriz energética brasileira em dezembro de 2017. É possível observar que a grande maioria da matriz energética brasileira é composta por fontes renováveis de energia, e cada vez mais a participação dessas fontes é maior, levando assim, a redução da utilização de fontes não renováveis, como as fontes Nuclear e Fóssil.

Figura 5 - Matriz energética elétrica brasileira em dezembro de 2017

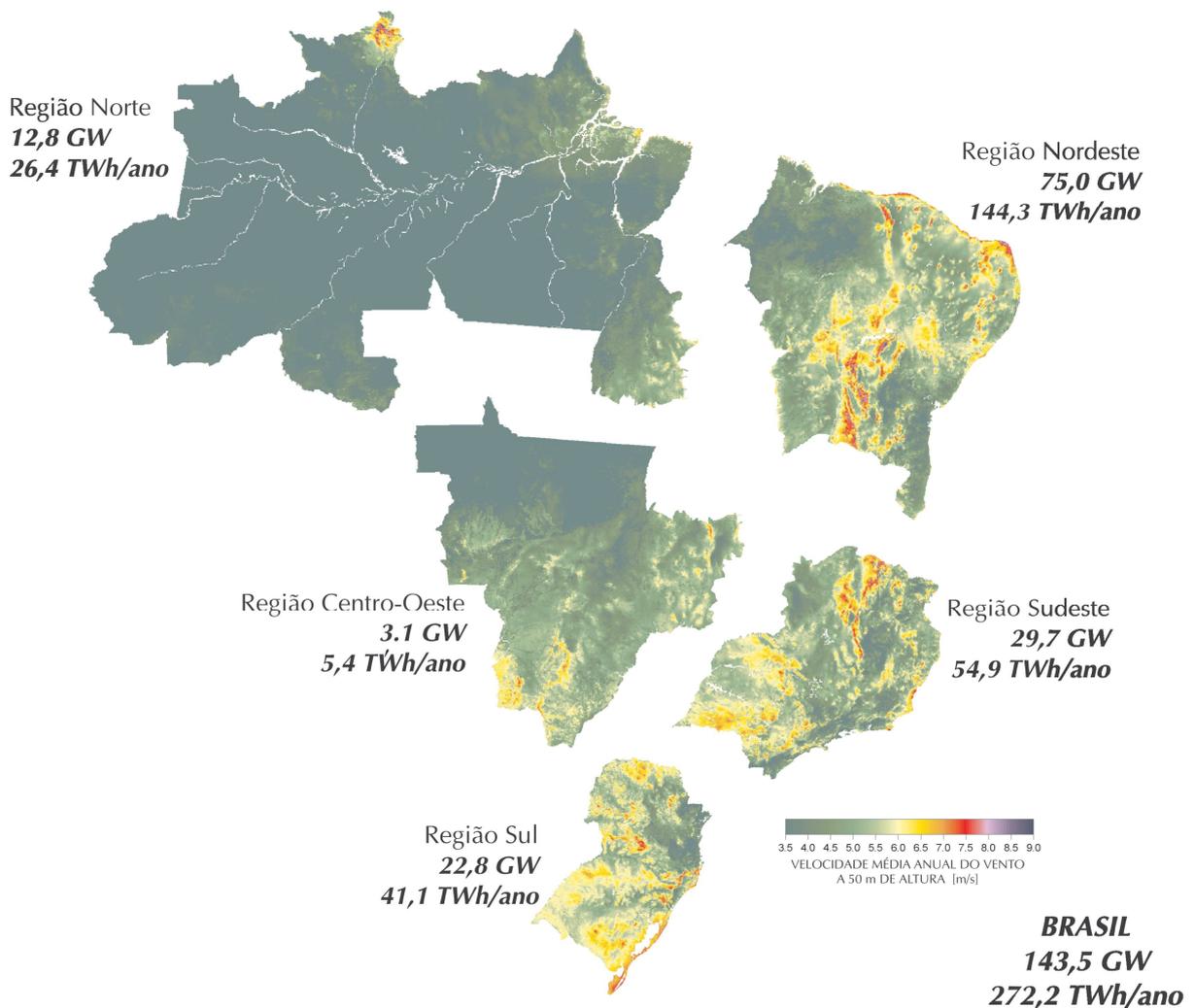


Adaptado de: (ANEEL, 2017).

O Brasil possui uma localização geográfica favorável à exploração de energia eólica e solar (ANDRADE GUERRA et al., 2015). Essa localização proporciona ao país, um regime dos ventos duas vezes superior à média mundial e com uma oscilação de apenas 5%, o que fornece maior previsibilidade ao fornecimento

energético (ANEEL, 2008). De acordo com o primeiro Atlas Eólico Brasileiro, publicado em 2001 por Amarante et al., a estimativa do potencial eólica brasileiro é de 143 GW a 50 m de altura, Figura 6. Entre 2008 e 2009, novas medições realizadas em diversos estados brasileiros, indicam que o real potencial eólico do país pode ultrapassar os 350 GW a uma altura entre 80 e 100 m (GWEC, 2010).

Figura 6 - Potencial eólico estimado para vento médio anual igual ou acima de 7,0 m/s



Fonte: (AMARANTE et al., 2001).

Pelo mapa do potencial eólico brasileiro apresentado na Figura 6, pode-se observar que as maiores incidências anuais de ventos estão localizadas na região Nordeste. Estas condições favoráveis, explicam a grande presença de parques eólicos nesta região. Apesar da energia eólica não ser muito empregada na matriz energética da região Sudeste, pode-se constatar pela Figura 6, que a região possui considerável capacidade para exploração deste recurso.

A exploração da energia elétrica através dos ventos iniciou-se no Brasil em 1992 no Arquipélago de Fernando de Noronha, com um aerogerador de 17 metros de diâmetro, 23 metros de altura e capaz de produzir 75 kW. O empreendimento foi o resultado de uma parceria entre o Grupo de Energia Eólica da Universidade Federal de Pernambuco (UFPE), e a Companhia Energética de Pernambuco (CELPE). Logo em seguida, em 1994, foi instalada a primeira usina eólica do Brasil, localizada na cidade de Gouveia (MG). O empreendimento é constituído por quatro turbinas com altura de 30 metros, diâmetro dos rotores de 29 metros e capacidade de 250 kW cada. O projeto teve o suporte do governo alemão, e foi conduzido pela Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) (DA SILVA; ROSA; ARAÚJO, 2005). Desde então, o país vem se desenvolvendo e hoje é o nono maior produtor de energia eólica do mundo. Atualmente a capacidade instalada em operação no país, é de aproximadamente 12.190 MW (ANEEL, 2017). A Tabela 1, apresenta a capacidade instalada e o número de parques eólicos por estado do Brasil. Na tabela é possível verificar o grande número de parques eólicos nos estados da região Nordeste e Sul, e poucos parques na região Sudeste (Estado do Rio de Janeiro).

Tabela 1 - Capacidade instalada por estado em outubro de 2016

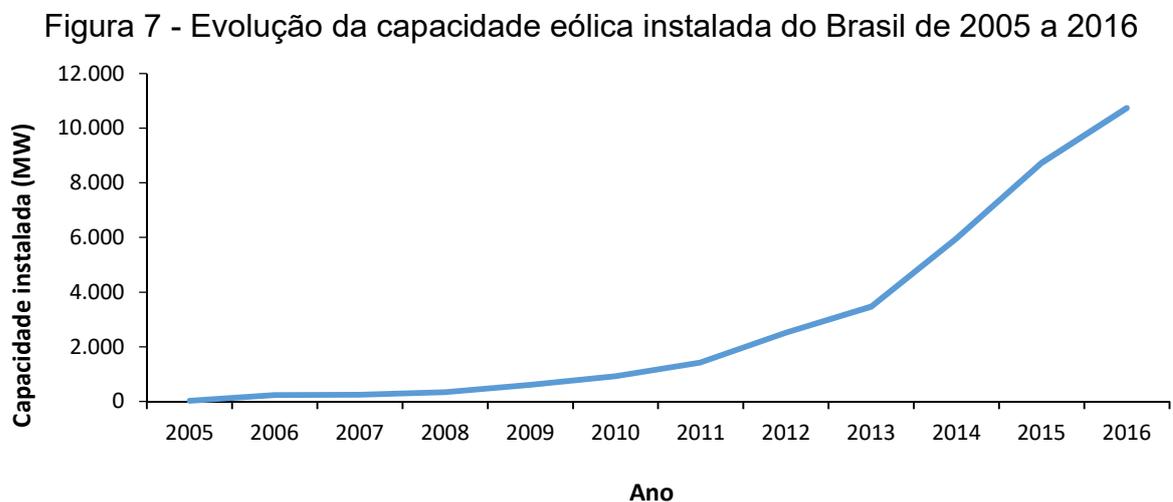
Estado	Capacidade Instalada (MW)	Número de Parques Eólicos
Bahia	2.238,74	90
Ceará	1.755,16	66
Maranhão	220,82	9
Minas Gerais	0,16	1
Paraíba	157,20	15
Pernambuco	783,99	35
Piauí	1.408,00	52
Paraná	2,50	1
Rio de Janeiro	28,05	1
Rio Grande do Norte	3.486,86	129
Rio Grande do Sul	1.827,97	81
Santa Catarina	245,50	16
Sergipe	34,50	1
São Paulo	0,002	1
Total	12.189,44	498

Adaptado de: (ANEEL, 2017).

Grande parte da recente expansão da capacidade brasileira de geração de energia eólica, pode ser atribuída aos resultados do Programa de Incentivo às Fontes

Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). Criado pela Lei nº 10.438/2002, o PROINFA teve como objetivo aumentar a participação da produção de energia elétrica por empreendimentos concebidos com base em fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e biomassa, no Sistema Interligado Nacional (SIN) (ANEEL, 2015). O programa foi dividido em duas fases, em sua primeira fase a lei previa a implantação de 3.300 MW de energia, igualmente dividido entre as fontes caracterizadas pelo programa, até o final de 2006. A segunda fase do programa (PROINFA 2), foi concebida para garantir que em 20 anos, as energias eólicas, PCH e biomassa, suprissem 10% da demanda nacional de energia elétrica. Para tanto, as licitações seriam feitas de forma a garantir que no mínimo 15% do crescimento anual do mercado energético, fosse a partir das fontes contempladas pelo programa (DO VALLE COSTA; LA ROVERE; ASSMANN, 2008).

A Figura 7 apresenta a evolução da capacidade de geração de energia elétrica, através de empreendimentos eólicos, entre os anos de 2005 e 2015 no Brasil. Esta grande evolução apresentada, foi em grande parte, resultado dos incentivos fornecidos pela primeira e segunda fase do PROINFA.



Adaptado de: (GWEC, 2017).

2.2. PANORAMA DA ENERGIA EÓLICA *OFFSHORE* NO BRASIL E NO MUNDO

A energia eólica pode ser dividida em dois segmentos diferentes, *onshore* (em terra) e *offshore* (no mar). O primeiro deles já é amplamente utilizada por mais de dois mil anos pela humanidade, já o segmento *offshore*, tem um histórico de utilização recente (BILGILI; YASAR; SIMSEK, 2011). De acordo com Markard & Petersen

(2009), devido às restrições de espaço e velocidade dos ventos em terra, o segmento eólico *onshore* iniciou um movimento de migração para o campo *offshore*. A energia eólica *offshore* pode ser caracterizada como a geração de energia elétrica, através de ventos marítimos. Essa aplicação opera da mesma maneira do que os tradicionais parques eólicos em terra, entretanto situam-se em águas. Por esse motivo, em algumas regiões espera-se que a energia eólica *offshore* tenha um crescimento maior do que a *onshore* (MARKARD; PETERSEN, 2009), e no futuro torne-se a principal fonte de energia global (SUN; HUANG; WU, 2012).

Os primeiros conceitos sobre utilização dos ventos marítimos para geração de energia, vieram em 1930. Embora esses conceitos nunca tenham sido usados, eles serviram de inspiração para o Dr. William E. Heronemus, professor da universidade do M.I.T., introduzir a ideia de geração de energia em larga escala, através de aerogeradores situados no mar (BILGILI; YASAR; SIMSEK, 2011). A primeira turbina eólica *offshore* foi instalada na Suécia somente em 1990. Este empreendimento era composto por um único aerogerador, localizado a 350 m da costa, e ancorado em uma profundidade de 6 m com uma estrutura tripé. A instalação era capaz de produzir 220 kW (ESTEBAN et al., 2011). Em 1991, o primeiro parque eólico *offshore* do mundo foi instalado em Vindeby na Dinamarca, a cerca de 2,5 km da costa e com 11 aerogeradores de 450 kW cada, apresentado na Figura 8. Desde então, essa tecnologia vem se desenvolvendo exponencialmente (COLMENAR-SANTOS et al., 2016), e hoje já existem parques *offshore* em fase de planejamento com distâncias superiores a 200 km da costa (REIMERS; ÖZDIRIK; KALTSCHMITT, 2014), turbinas com até 140 m de altura e capazes de gerar até 8 MW (EL-SHARKAWI, 2016).

Figura 8 - Parque eólico offshore de Vindeby na Dinamarca



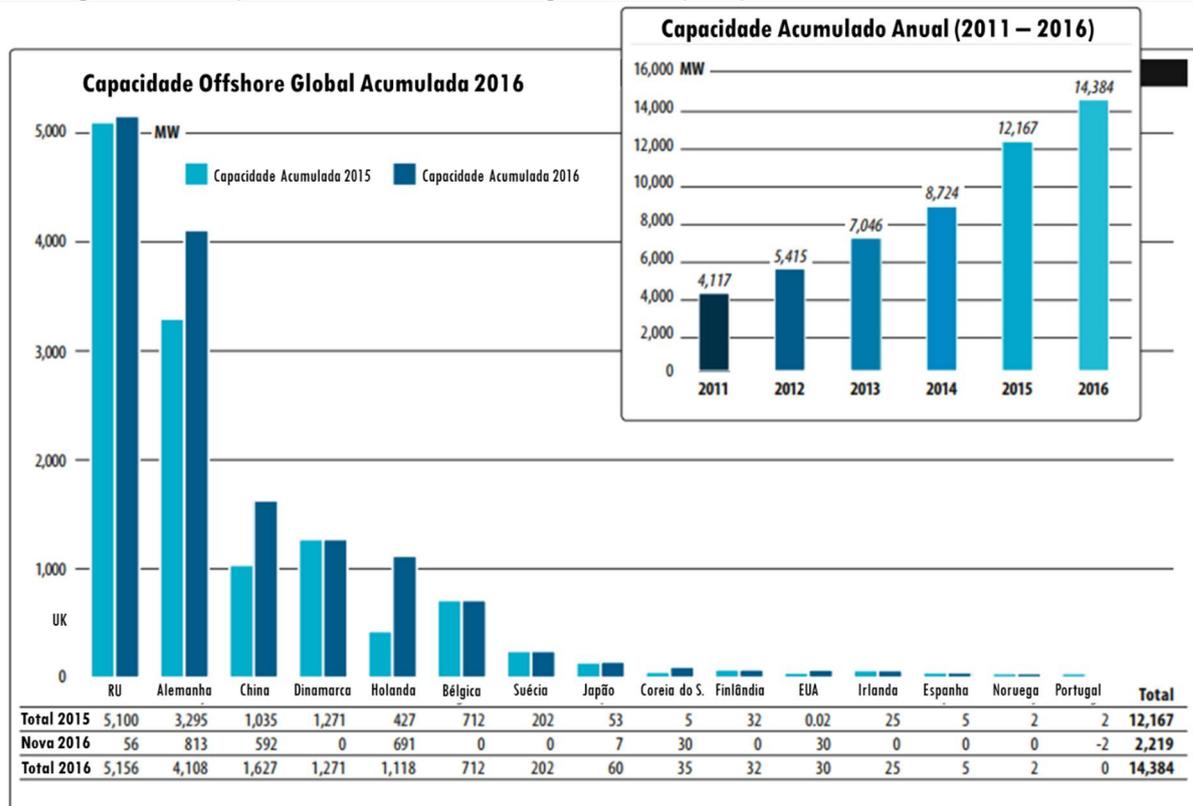
Fonte: (OFFSHOREWIND, 2016).

2.2.1. Cenário Mundial

A geração de energia elétrica através da fonte eólica *offshore*, já é extensamente utilizada por grandes economias da Europa. O foco do desenvolvimento concentra-se no norte europeu, onde países com grande histórico em desenvolvimento e inovações, como Alemanha e Reino Unido, empregam grandes esforços no desenvolvimento das suas indústrias de energia *offshore* (ESTEBAN et al., 2011). Diferente da energia eólica *onshore*, que já atingiu um nível de maturidade na sua exploração ao redor do mundo, a energia eólica *offshore* ainda não iniciou seu desenvolvimento em muitos países (ZHENG et al., 2016).

Em 2015 a energia eólica *offshore* apresentou o maior crescimento da história (3,4 GW) e em 2016 atingiu a marca de 14,4 GW de capacidade mundial. A Figura 9, apresenta o crescimento da capacidade instalada dos principais produtores de energia eólica *offshore* em 2016 e a evolução desta tecnologia na matriz energética mundial entre 2011 e 2016. Pode-se observar que o líder mundial na produção de energia eólica *offshore* é o Reino Unido, seguido pela Alemanha e China, que ultrapassou a Dinamarca em 2016. De acordo com GWEC (2016), o Reino Unido pretende expandir a participação da tecnologia eólica *offshore* em sua matriz energética, para 10 GW até 2020. Pelo gráfico superior da Figura 9, pode-se avaliar o expressivo crescimento da fonte eólica *offshore* na atualidade, de 2011 até 2016 o crescimento foi de aproximadamente 350%.

Figura 9 - Capacidade acumulada global de parques eólicos offshore em 2016



Adaptado de: (GWEC, 2017).

Na última década o foco do interesse mundial por energia eólica, principalmente na Europa, foi alterado de *onshore* para *offshore* (KALDELLIS et al., 2016). O continente europeu é o principal produtor de energia eólica *offshore*. A capacidade instalada total da Europa em 2016 foi de 12,63 GW, fornecidos por mais de 3.589 turbinas *offshore* espalhadas em 10 países, Tabela 2. A energia eólica *offshore* produzida pelo continente já é suficiente para suprir 1,5% de toda a demanda energética anual da Europa (EWEA, 2016). O grande interesse do continente por essa tecnologia, pode ser explicado pela maior velocidade e constância dos ventos em mar aberto (KALDELLIS et al., 2016), e pela não ocupação de terra.

A Europa foi responsável por aproximadamente 70% do crescimento mundial da energia eólica *offshore* no ano de 2016, o continente instalou cerca de 1.558 MW. A Alemanha contribuiu com grande parte deste crescimento, pois acrescentou 813 MW em sua matriz energética, o que fez o país aproximar-se da primeira posição, atualmente ocupada pelo Reino Unido, dentre os maiores produtores mundiais de energia eólica *offshore* (EWEA, 2017). A Figura 10 apresenta a evolução da capacidade instalada de energia eólica *offshore*, do continente Europeu, onde é

possível verificar o crescimento desta tecnologia no continente europeu a partir de 2012, e o ano recorde para a indústria eólica *offshore* em 2015.

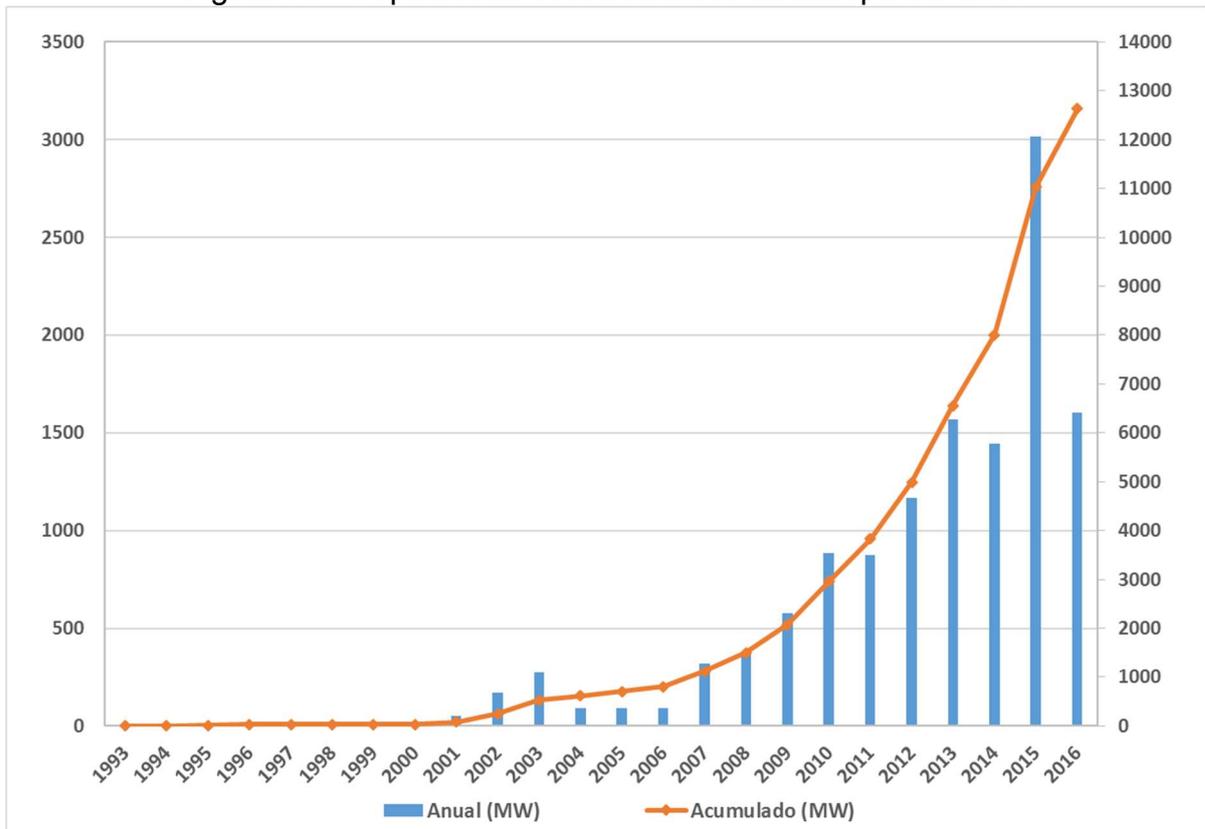
A Tabela 2, a seguir representada, mostra o número de parques eólicos *offshore*, número de turbinas e as potências conectadas as redes, na Europa em 2016.

Tabela 2 - Número de parques offshore, turbinas e capacidade instalada, na Europa em 2016

País	Nº de parques	Nº de turbinas	Capacidade instalada (MW)
Bélgica	6	182	712
Alemanha	18	947	4.108
Dinamarca	13	517	1.271
Espanha	1	1	5
Finlândia	2	11	32
Irlanda	1	7	25
Holanda	6	365	1.118
Noruega	1	1	2
Suécia	5	86	202
Reino Unido	28	1.472	5.156
Tota	81	3.589	12.631

Adaptado de: (EWEA, 2017).

Figura 10 - Capacidade eólica offshore da Europa até 2016



Adaptado de: (EWEA, 2017).

Além dos países europeus, a Ásia também tem países que investem em energia eólica *offshore*. A China, principal produtor no continente, atingiu em 2016 a marca de 1.627 MW, isso representou um crescimento de 57% em relação a 2015, o que tornou o país o terceiro maior produtor mundial. Esse grande desenvolvimento foi impulsionado pelo limitado potencial eólico *onshore* nas regiões Norte e Oeste da China, o que favorece o crescimento *offshore*. Entretanto, a tendência é que esta fonte energética continue crescendo, mas em uma velocidade inferior a energia eólica *onshore*. Outro importante mercado asiático é o Japão, o país vem aumentando a participação da fonte eólica *offshore* em sua matriz energética e hoje conta com 59,6 MW de capacidade instalada. Atualmente existem planejamentos para adição de 1,4 GW na matriz energética do país e devido a limitação de espaço terrestre existente no Japão, o país apresenta promissoras características para utilização da fonte eólica *offshore*. A Coreia do Sul ocupa atualmente a nona posição dentre os maiores produtores mundiais de energia eólica *offshore*. O governo sul-coreano planeja até 2030, através do projeto Tamra, implementar cerca de 2,5 GW de capacidade eólica *offshore* no país. A Índia ainda não possui empreendimentos *offshore*, entretanto o

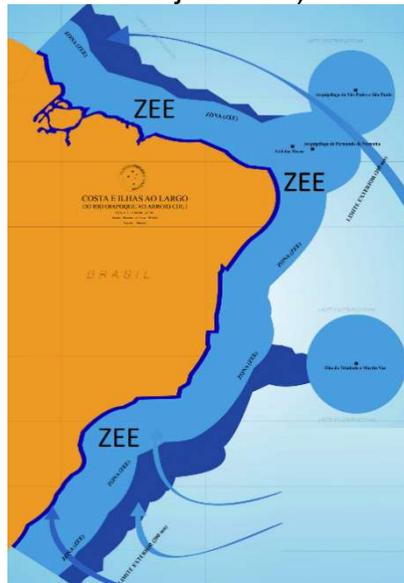
primeiro leilão de energia *offshore* do país será realizado até 2018 (GWEC, 2016; GWEC, 2017).

Nas Américas ainda não houve grande evolução na exploração da fonte eólica *offshore*. De acordo com Quinones (2014), apesar da América Latina possuir uma abundante capacidade para exploração do recurso eólico *offshore*, falta uma estratégia para o desenvolvimento desta fonte energética na região. Além disso, em alguns países é necessário a utilização de fundações flutuantes, pois o mar atinge grandes profundidades em curtas distâncias da costa, e isso pode aumentar significativamente o custo final da energia *offshore*. O país pioneiro na exploração da fonte eólica *offshore* nas Américas é os Estados Unidos. O primeiro parque eólico *offshore* da história do país, em *Block Island*, entrou em operação em 1 de maio de 2017. O parque localiza-se a uma distância aproximada de 5 km da costa, e é composto por cinco aerogeradores que juntos atingem a capacidade de 30 MW. O parque de *Block Island* é responsável pelo abastecimento de 17.200 domicílios em *Rhode Island*, isso representa cerca de 90% da demanda energética da região. A demanda energética da ilha que até então era suprida pela utilização de geradores a diesel, foi substituída pela energia eólica *offshore*, representando um importante avanço para redução de gases poluentes no país (BLOCKISLANDTIMES, 2017).

2.2.2. Cenário Brasileiro

O Brasil possui uma vasta extensão costeira que se estende pelo Oceano Atlântico, cobrindo aproximadamente 8.000 km e uma Zona Econômica Exclusiva (ZEE), Figura 11, correspondente a uma área oceânica de cerca de 3.5×10^6 km² (SILVA et al., 2016). Com base na Lei Nº 8.617, de 4 de janeiro de 1993, na ZEE “[...] o Brasil, no exercício de sua jurisdição, tem o direito exclusivo de regulamentar a investigação científica marinha, a proteção e preservação do meio marítimo, bem como a construção, operação e uso de todos os tipos de ilhas artificiais, instalações e estruturas” (BRASIL, 1993). Sendo assim, a ZEE apresenta a área disponível para exploração da fonte de energia eólica *offshore* no Brasil.

Figura 11 - Zona Econômica Exclusiva (seção em azul próxima à costa mais os círculos adjacentes)

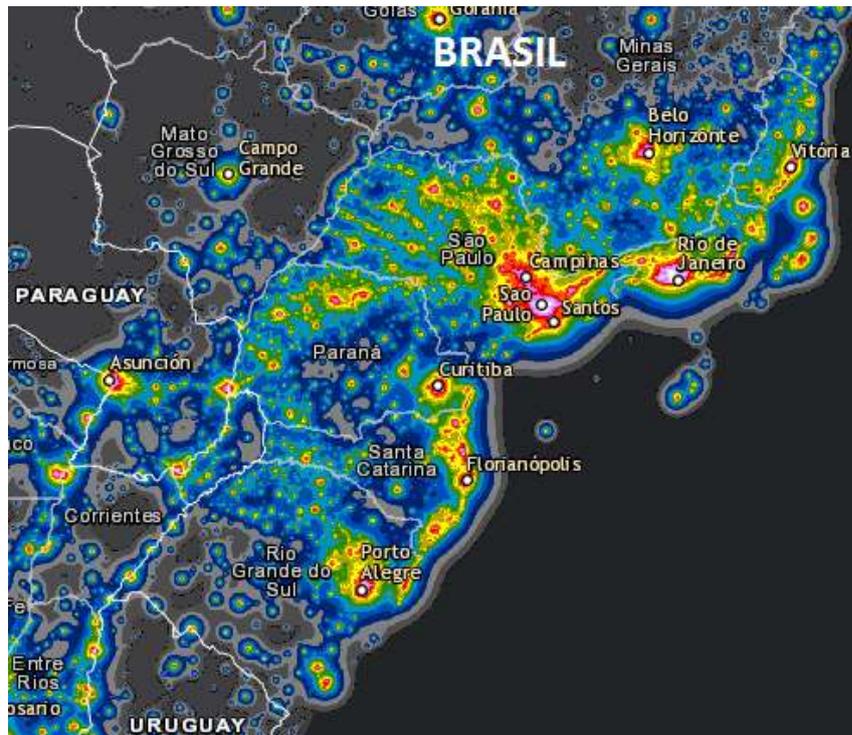


Adaptado de: (MARINHA DO BRASIL, 2013).

O grande potencial para exploração de energia eólica *offshore* do Brasil, pode ser comparado com a crescente demanda por energia nas regiões costeiras onde há grande concentração populacional (DE OLIVEIRA FILHO et al., 2013). De acordo com a estimativa populacional realizada em 2016 pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), a população total do Brasil é de 206.081.432 habitantes, dos quais 24% residem em áreas costeiras. A região mais populosa é a região sudeste (86.356.952 habitantes), onde cerca de 22% da população residem em áreas costeiras (IBGE, 2015), representando um elevado consumo energético nessa região. O presente estudo direcionou o foco para a região sudeste do Brasil devido às justificativas apresentadas acima.

A Figura 12, a seguir apresenta a emissão de luzes durante a noite nos principais centros litorâneos da região sudeste do Brasil. As regiões com a coloração mais próxima da cor vermelha e branca, indicam maior consumo energético. As regiões mais próximas do mar nas cores vermelhas ou brancas, apresentam uma oportunidade de complementar o abastecimento energético através de fontes energéticas marinhas (ventos, ondas e etc.).

Figura 12 - Emissão de luzes dos principais centros de consumo da região sudeste do Brasil



Adaptado de: (CIRES, 2016).

Atualmente o Brasil não possui empreendimentos voltados à energia eólica *offshore*, entretanto esta fonte energética pode ser uma forma sustentável de complementar a matriz energética do país (PIMENTA; KEMPTON; GARVINE, 2008; DE OLIVEIRA FILHO et al., 2013; SILVA et al., 2016). A energia eólica *offshore* ainda é um tema pouco desenvolvido no Brasil, existe uma grande lacuna nas pesquisas sobre este tema no país e poucos estudos foram apresentados sobre energia eólica *offshore* no Brasil; isso muitas vezes é um limitante para novos projetos, pois torna este tipo de empreendimento como um investimento de risco (MARKARD; PETERSEN, 2009). Somente um estudo foi realizado na região Sudeste, onde os autores analisam o potencial da costa Sul e Sudeste do Brasil como um todo, e não em uma localidade e / ou um parque em específico (PIMENTA; KEMPTON; GARVINE, 2008). Por esse motivo, o presente trabalho apresenta importante contribuição com a literatura Brasileira sobre energia eólica *offshore*.

2.3. AEROGERADORES

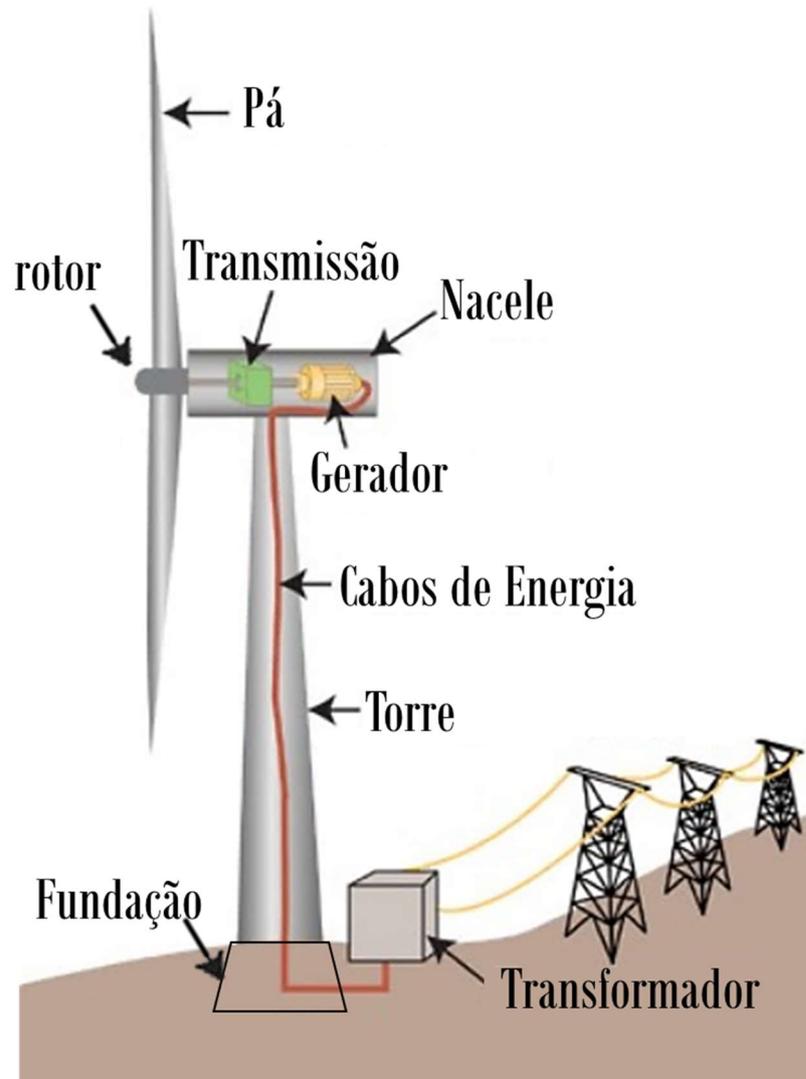
Para o dimensionamento de um parque eólico, é necessário o entendimento do principal elemento do parque, os aerogeradores. Esta seção tem como objetivo o conceito de um aerogerador, também chamados de turbinas eólicas, e seus principais componentes com um enfoque em suas características voltadas para a energia eólica *offshore*.

2.3.1. Sistema de um Aerogerador

O aerogerador é um gerador elétrico integrado a uma estrutura com pás (cata-vento) e que converte a energia dos ventos em energia elétrica. O aerogerador também é chamado por turbina eólica ou sistema de geração eólica. Geralmente os aerogeradores são compostos por: rotor, transmissão, gerador elétrico, pás, torre e fundação (EL-SHARKAWI, 2016). O conjunto de aerogeradores dispostos em um *layout* forma um parque eólico, que conforme a aplicação pode ser *onshore* ou *offshore*. O tamanho dos aerogeradores determinam o *layout* e a potência do parque (EWEA, 2009).

De acordo com Chen et al. (2009), os principais componentes de um sistema de turbina eólica são: rotor da turbina, transmissão, gerador, sistema eletrônico de potência e o transformador para conexão com a rede elétrica. A Figura 13 apresenta os principais componentes de um sistema de um aerogerador. O funcionamento do sistema inicia-se pelas pás, onde o vento é capturado e convertido em potência mecânica, girando assim, o conjunto de pás e rotor. Em seguida, a baixa velocidade que entra no sistema pelo movimento das pás e o torque do rotor são convertidos pela transmissão, para que assim, o gerador possa transforma-los em eletricidade. Os cabos de energia transportam esta energia até o transformador, que absorvem a energia gerada pela turbina e convertem-na para distribuição na rede elétrica.

Figura 13 - Uma configuração típica de um sistema de turbinas eólicas de eixo horizontal



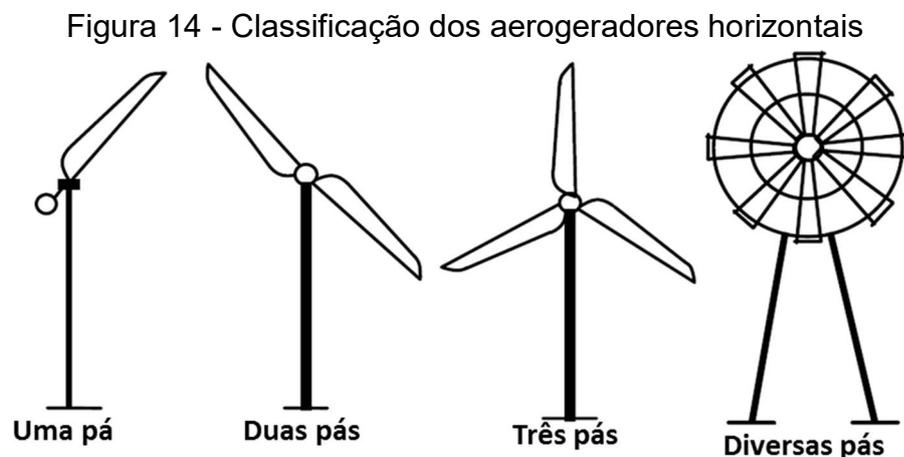
Adaptado de: (ASHLEY et al., 2007).

2.3.2. Classificação dos aerogeradores

Desde o início da utilização do vento para geração de energia diversos tipos de máquinas com variadas formas, foram concebidas e desenvolvidas em diferentes partes do mundo. Embora existam vários conceitos de aerogeradores, a indústria eólica classifica-os somente em duas classes, máquinas de eixo horizontal ou vertical. Essa classificação é determinada de acordo com o eixo de rotação do aerogerador (MATHEW, 2006).

2.3.2.1. Aerogeradores com rotor de eixo horizontal

Os aerogeradores com eixo horizontal, têm seu eixo de rotação horizontal ao solo e quase paralelo a direção do vento. Atualmente a maioria dos aerogeradores comerciais estão alocados nesta categoria. Conforme o número de pás, os aerogeradores com rotor horizontal podem também ser classificados como pá única, duas pás, três pás e diversas pás, Figura 14. Os aerogeradores de uma e duas pás, apesar de serem mais baratos, não são muito populares, pois apresentam complexidade de balanceamento. Atualmente as turbinas comerciais, geralmente são compostas por 3 pás, isso ocorre, pois, este tipo de aerogerador é mais estável, visto que apresenta um esforço aerodinâmico relativamente uniforme. Turbinas com maior número de pás (6, 8, 12, 18 ou mais), também estão disponíveis no mercado. Entretanto este tipo de aerogerador é somente utilizado em aplicações que exigem um torque inicial alto, pois devido ao número de pás do rotor estas turbinas apresentam perdas aerodinâmicas (MATHEW, 2006).



Adaptado de: (MATHEW, 2006).

De acordo com El-Sharkawi (2016), as principais vantagens dos aerogeradores de eixo horizontal em relação ao solo são:

- As grandes altitudes alcançadas pela altura da torre, permite os aerogeradores atingirem ventos mais fortes.
- A eficiência deste tipo de aerogerador é muito alta, pois as pás estão recebendo energia do vento continuamente durante toda a rotação.
- As variações na geração de energia são menores, pois a velocidade da pá é constante durante a toda a rotação.

- Menor zona de *cut-in* (menor velocidade necessária para iniciar a produção de energia pelo aerogerador).

As desvantagens são:

- A construção da torre é robusta para suportar o alto peso da nacela.
- Complexidade e dificuldade de içamento (elevação) de componentes pesados durante construção e manutenção.
- Necessidade de mudança de direção para o sentido do vento.

2.3.2.2. Aerogeradores com rotor de eixo vertical

Os aerogeradores com rotor de eixo vertical também são chamados de Darrieus, em homenagem ao engenheiro francês que inventou esta tecnologia em 1920 (ŞAHIN, 2004). De acordo com Failla e Arena (2015), devido a busca por novas tecnologias, um interesse crescente está sendo dedicado aos aerogeradores de eixo vertical. Segundo Sun, Huang e Wu (2012), embora a turbina de eixo horizontal seja atualmente o tipo de turbina predominante na indústria eólica, os pesquisadores descobriram que as turbinas *offshore* de eixo vertical podem apresentar melhores performances quando comparadas com a turbina *offshore* de eixo horizontal, e apresentam também maior eficiência econômica em vários locais, como em águas profundas (acima de 100 m de profundidade). Além disso, outras características como estrutura mais simples, rotação independente da direção do vento, centro de gravidade baixo e menores custos de manutenção, tornam as turbinas de eixo vertical adequadas para instalações *offshore*. A Figura 15, apresenta um exemplo de aerogerador de eixo vertical.

Figura 15 - Aerogeradores offshore de eixo vertical



Fonte: (VERTAX WIND, 2009).

Como pode-se observar na Figura 15, as turbinas apresentadas são verticais em relação ao solo, neste caso mar, e quase perpendiculares a direção dos ventos. Esses aerogeradores apresentam praticamente os mesmos componentes dos aerogeradores de eixo horizontal, com exceção do mecanismo de mudança de direção da turbina para a direção do vento. De acordo com El-Sharkawi (2016), as principais vantagens dos aerogeradores de eixo vertical são:

- O gerador, a transmissão, e o transformador ficam posicionados no nível do solo ou mar, facilitando assim a instalação e manutenção deste tipo de aerogerador quando comparado com o de eixo horizontal.
- Não necessita de mecanismo de mudança de direção das pás, para a direção do vento. Isto é uma vantagem em localidades com ventos que variam de direção.
- A velocidade de *cut-in* é geralmente menor do que a turbina de eixo horizontal.

As desvantagens são:

- A potência do vento que atinge os aerogeradores é menor, devido à proximidade com o solo, visto que este tipo de aerogerador atinge alturas inferiores em comparação com os aerogeradores de eixo horizontal.
- Devido a sua estrutura robusta, é necessário energia externa para iniciar o funcionamento (sair da inércia) do aerogerador.

- Devido à proximidade com o solo a presença de turbulências é maior, isso gera maiores vibrações mecânicas, o que por sua vez reduz o tempo de vida útil dos componentes do aerogerador.

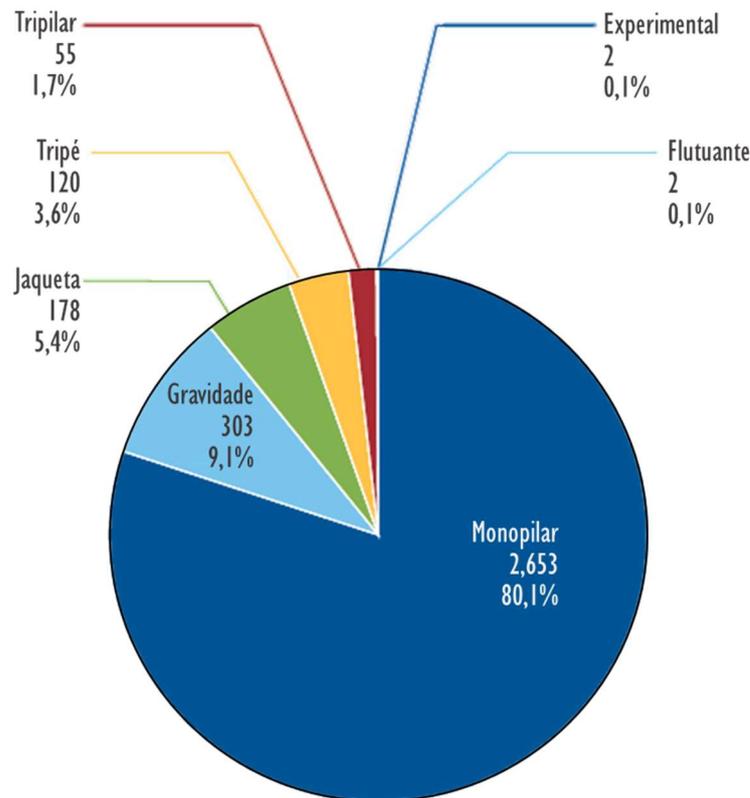
2.3.3. Fundações

As fundações fazem parte do sistema de suporte do conjunto dos aerogeradores e são projetadas de acordo com as condições de cada localidade. Características como velocidade máxima dos ventos, profundidade da água, altura das ondas e as propriedades da superfície marinha, afetam o tipo e o projeto da fundação. Além dessas características, o peso e a altura das turbinas que serão instaladas também são importantes dados para o desenvolvimento das fundações (KAISER; SNYDER, 2012). De acordo com Kopp (2010), caso a fundação não seja corretamente projetada, o sistema de suporte será comprometido e o funcionamento do aerogerador afetado.

As fundações de turbinas eólicas *offshore* podem ser divididas em dois grandes grupos: fundações de base fixa e fundações flutuantes. A tecnologia das fundações de base fixa já tem um elevado nível de maturidade, entretanto não são empregadas em instalações localizadas em águas profundas (profundidades superiores a 50 m). Para profundidades acima de 50 m, utiliza-se as fundações flutuantes, devido a razões econômicas e tecnológicas (ZHANG et al., 2012). Existem cinco tipos de fundações de base fixa que são utilizadas em parques eólicos *offshore*: monopilar, tripilar, jaqueta, tripé e gravidade (KAISER; SNYDER, 2012). Os principais tipos de fundações de base flutuante são: *Hywind*, *WindFloat*, *Fukushima*, semissubmersível, plataforma tensionada e *Spar* (KARIMIRAD, 2014).

Atualmente as fundações de base fixa são as mais utilizadas no mundo, na Europa por exemplo, em 2015 foram instaladas 397 turbinas *offshore*, deste total 97% com a fundação monopilar e 3% com a jaqueta. Dentre todas as turbinas europeias em operação no ano de 2015, 99,9% utilizavam fundação de base fixa e apenas 0,1% flutuante, a Figura 16 apresenta os principais tipos de fundação utilizados na Europa em 2015 (EWEA, 2016).

Figura 16 - Tipos de fundações das turbinas offshore em operações na Europa em 2015



Adaptado de: (EWEA, 2016).

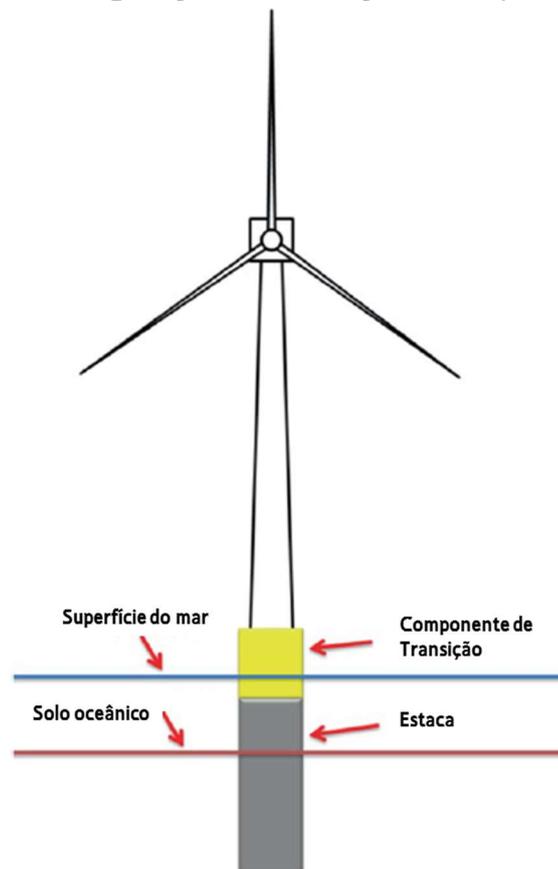
O estudo foi conduzido com o foco nas fundações de base fixa, visto que possuem maior maturidade e utilização do que as fundações de base flutuante. Sendo assim, o trabalho apresenta um aprofundamento nas fundações de base fixa e uma breve introdução nas fundações de base flutuante.

- *Monopilar (Monopile)*

As fundações monopilar (uma estaca) vêm sendo usadas no campo *offshore* há muito tempo. A fim de fixar a estrutura da turbina, este tipo de fundação é fixado no solo do fundo do mar. Para uma turbina eólica *onshore*, a estrutura da torre é diretamente conectada a fundação monopilar por parafusos, entretanto para a aplicação *offshore* a torre da turbina é geralmente conectada a fundação através de um componente de transição composto de aço e concreto, Figura 17. A fundação monopilar é normalmente composta de aço e concreto para fornecer uma base mais robusta (KARIMIRAD, 2014). A maioria das construções da fundação monopilar foram realizadas em profundidades inferiores a 30 m, entretanto pode ser empregada em

profundidades de até 35 m (GAVIN; IGOE; DOHERTY, 2011). De acordo com Kaiser & Snyder (2012), até 2020 a utilização da fundação monopilar nas turbinas eólicas em operação será reduzida para 60% do total de utilização no mundo, isso se deve pelo movimento de migração da indústria eólica *offshore* para águas mais profundas e este tipo de fundação é limitada por grandes profundidades e pelas condições da superfície marinha.

Figura 17 - Configuração da fundação Monopilar (Monopile)



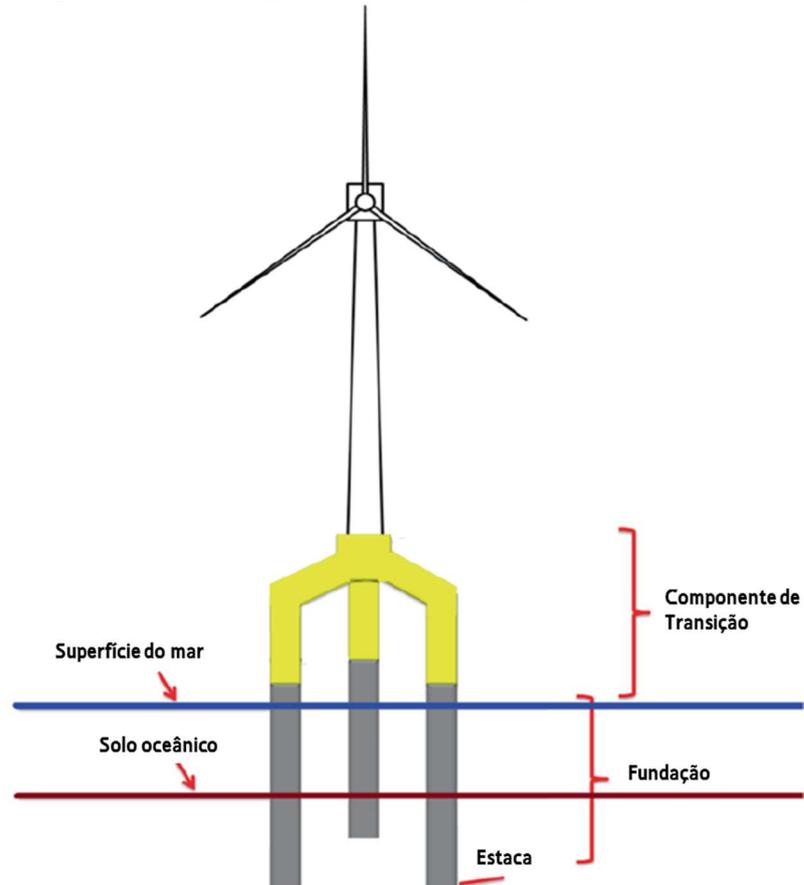
Adaptado de: (KARIMIRAD, 2014).

- *Tripilar (Tripile)*

A fundação monopilar tem dificuldade para suportar as cargas das ondas e vento em alto mar, isso acontece, pois, o comprimento da estaca precisa ser maior em alto mar, o que resulta em momentos de flexão mais elevados. A fundação tripilar (três estacas) é utilizada para estabilizar esse sistema, já que a distância entre as estacas fornece bons momentos de reação e ajuda consideravelmente na estabilidade da turbina, representada na Figura 18. Pelo fato da sua rigidez ser maior do que a fundação monopilar, a fundação tripilar é mais apropriada para maiores

profundidades, por exemplo, entre 30 e 50 m. A estrutura tripilar consiste em três estacas fixas de sustentação de aço e um componente de transição para a torre composto de cimento e aço, essas estacas são enterradas separadamente no solo oceânico. Por se tratar de três estacas ao invés de uma, os diâmetros das estacas são menores quando comparados com o da estrutura monopilar (KARIMIRAD, 2014).

Figura 18 - Configuração da fundação Tripilar (Tripile)



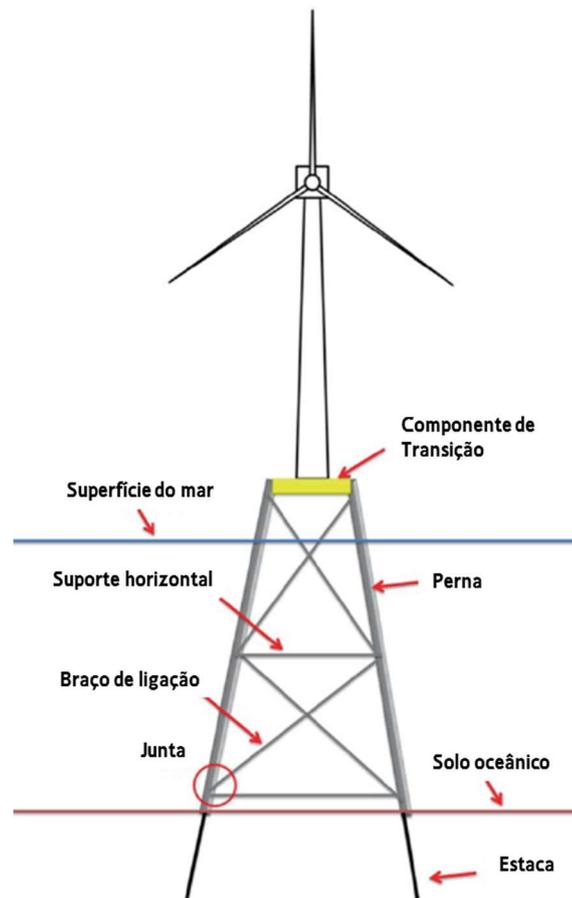
Adaptado de: (KARIMIRAD, 2014).

- *Jaqueta (Jacket)*

As fundações jaqueta são estruturas de treliça abertas feitas de aço, representada na Figura 19. Elas são constituídas por uma armação soldada de elementos tubulares que se estende desde a linha do solo oceânico, até à superfície do mar. A base desta fundação é enterrada no solo oceânico para proteger a estrutura contra esforços laterais. Este tipo de fundação pode ser empregado em profundidades entre 40 – 200 m. As instalações de extração de petróleo e gás que são localizadas em águas profundas, assim como os aerogeradores *offshore*, necessitam de

fundações especiais para sua fixação em uma determinada localidade. A fundação jaqueta é amplamente utilizada em aplicações *offshore* da indústria de óleo e gás, e também para fundação de subestações de parque eólicos *offshore*, mas ainda não são muito utilizadas em aerogeradores *offshore*. Isso pode ser explicado, pelo fato da indústria eólica *offshore* ainda apresentar preferências por parques mais próximos a costa. Além disso, a fundação jaqueta é robusta e pesada, por isso exigem equipamentos caros para transporte e instalação (KARIMIRAD, 2014; KAISER; SNYDER, 2012).

Figura 19 - Estrutura da fundação Jaqueta (Jacket)



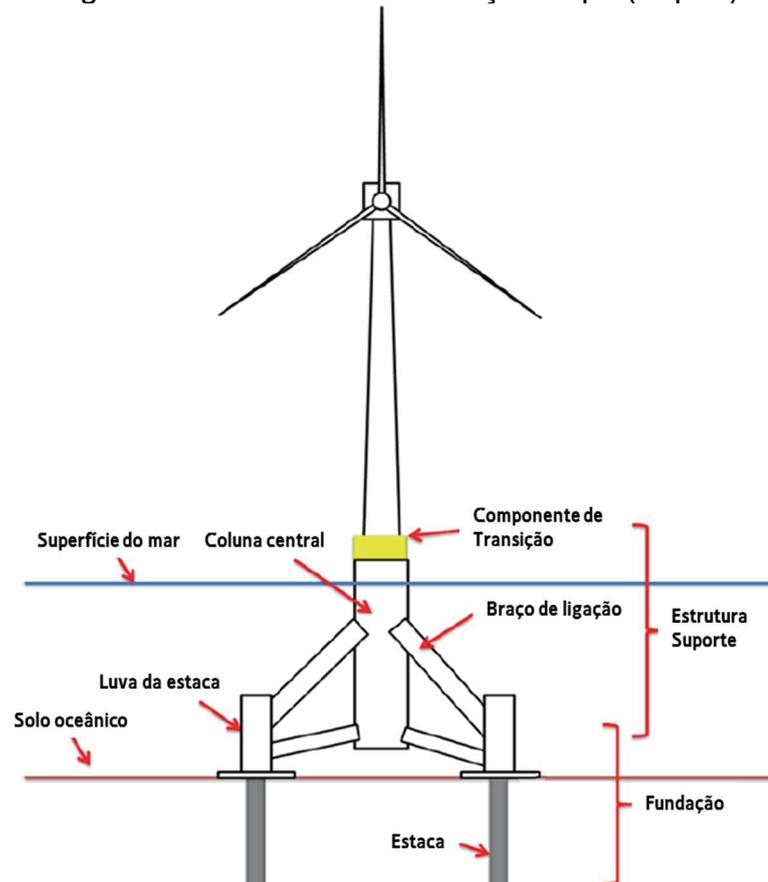
Adaptado de: (KARIMIRAD, 2014).

- *Tripé (Tripod)*

O tripé é uma fundação constituída por um eixo central de aço ligado a três tubos de aço cilíndricos, conforme apresentado na Figura 20. Os tubos são fixados no solo oceânico a uma profundidade entre 10 e 20 m. Os esforços exercidos sobre essa fundação são transferidos para a estrutura de aço central, e conseqüentemente

distribuídos para as três estacas. A base do tripé tem boa estabilidade e rigidez, e assim como os a estrutura tripilar, usam a vantagem de três estacas para aumentar a estabilidade. Os tripés são mais pesados e mais caros do que a fundação monopilar, porem atingem profundidades maiores. Esse tipo de estrutura é mais leve quando comparado com a fundação jaqueta (KAISER; SNYDER, 2012; KARIMIRAD, 2014).

Figura 20 - Estrutura da fundação Tripé (Tripod)



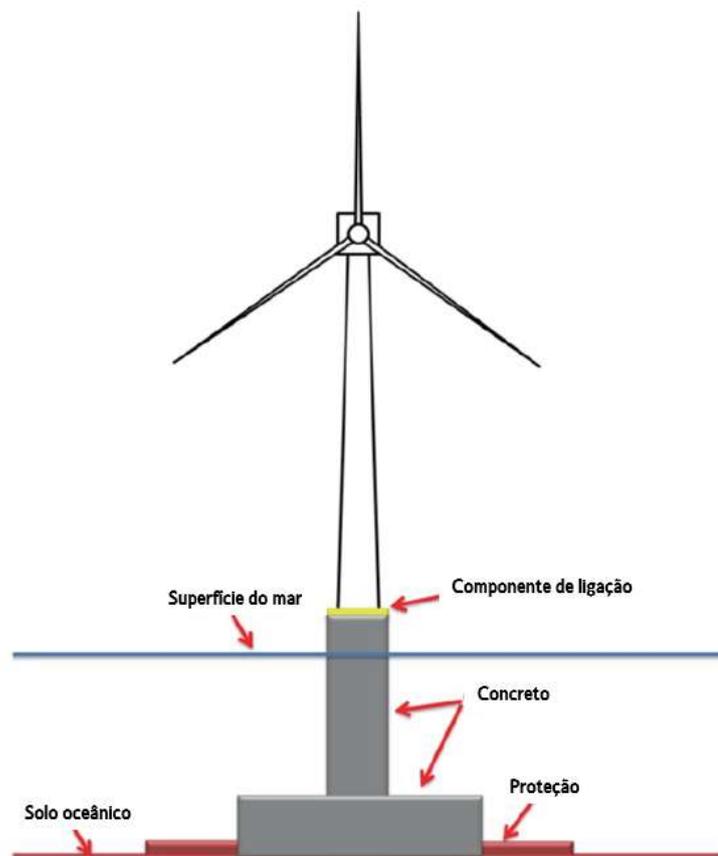
Adaptado de: (KARIMIRAD, 2014).

- *Gravidade (Gravity)*

As fundações de gravidade são estrutura de concreto que utilizam seu peso para resistir aos esforços dos ventos e das ondas. Este tipo de fundação necessita de instalações específicas para sua fabricação, capazes de acomodar seu peso e tamanho. As fundações de gravidade já foram utilizadas em diversos parques eólicos *offshore* e também são muito usadas em aplicações *offshore* da indústria de óleo e gás europeia. Quando comparado com a fundação monopilar, os custos de produção são menores, entretanto os custos de instalação são maiores, em grande parte devido

ao transporte e a necessidade de preparação subterrânea. A maior profundidade atingida por fundações de gravidade até o momento foi 27 m, no parque eólico de Thornton Bank, localizado a cerca 30 km da costa da Bélgica. Este tipo de fundação pode apresentar vantagens em regiões propensas a formação de gelo (KAISER; SNYDER, 2012). A Figura 21 apresenta uma ilustração da fundação gravidade.

Figura 21 - Estrutura da fundação Gravidade (Gravity)



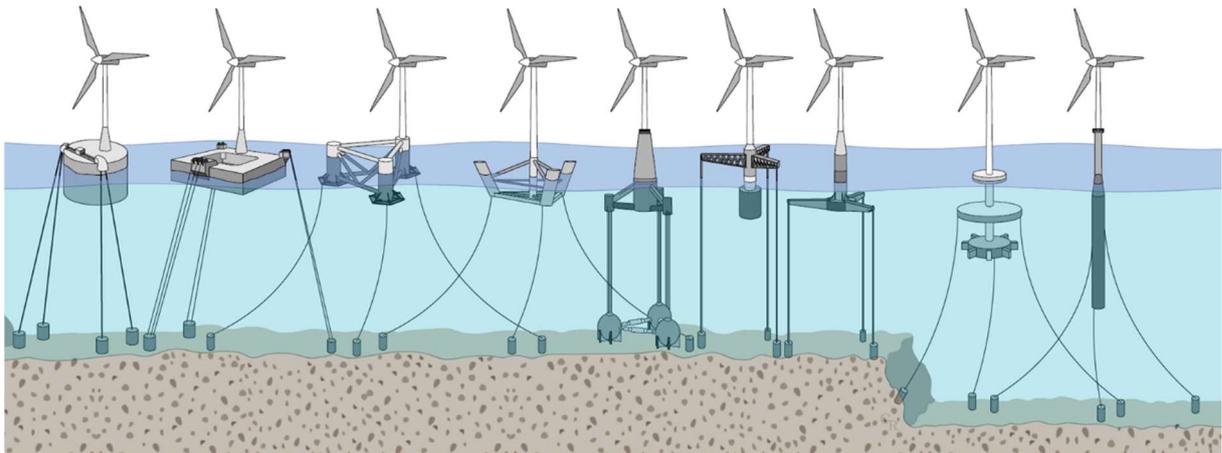
Adaptado de: (KARIMIRAD, 2014).

- *Estrutura Flutuante (Floating Structures)*

Entre as fundações de turbinas eólica *offshore*, as estruturas flutuantes apresentam menor utilização. No entanto, elas se tornarão mais populares com o desenvolvimento da indústria eólica *offshore* em águas profundas, devido a limitação de profundidade das estruturas de base fixa. Quando a profundidade do local de instalação do parque *offshore* aumenta, o custo da utilização de turbinas de fundação fixa aumenta rapidamente. Nas fundações de instalações da indústria *offshore* de petróleo e gás, a profundidade limite para utilização de fundações fixas é de 450 m,

na indústria eólica *offshore* esse limite fica abaixo de 100 m, pois torna-se economicamente inviável. Existem vários tipos de turbinas eólicas com fundações flutuantes, a maioria desses conceitos está na fase de estudo de viabilidade ou teste em escala (KAISER; SNYDER, 2012; KARIMIRAD, 2014). A Figura 22, apresenta os principais conceitos de plataformas flutuantes da atualidade.

Figura 22 - Conceitos de plataformas flutuantes



Adaptado de: (RODRIGUES et al., 2016).

2.3.4. Esforços sobre um Aerogerador

A interação das forças do ambiente externo, principalmente devido ao vento, e os movimentos dos componentes das turbinas eólicas, além de produzirem energia, são responsáveis pela geração de esforços (ou tensões) nos materiais das turbinas. Por isso, para os fabricantes de turbinas eólicas, estes esforços são considerados fundamentais para o projeto de uma turbina, pois afetam diretamente a produção de energia e a vida útil das turbinas (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2002).

As turbinas eólicas *offshore* estão sujeitas a serem atingidas por uma variedade de esforços. Esses esforços podem ser divididos em sete categorias: estática, estável, cíclica, passageira, estocástica, ambiental, ressonância e impulsivo. De acordo com Kopp (2010), a maioria dos esforços que atingem os aerogeradores eólicos *offshore*, incide horizontalmente no aerogerador, apenas uma pequena parcela dos esforços incide verticalmente.

- *Esforços estáticos (sem rotação)*

São esforços constantes que incidem sobre uma estrutura fixa. Este tipo de esforço não sofre variação ao longo do tempo, estando ou não o rotor em movimento, por exemplo, um vento que sopra constantemente (sem alterações) em uma turbina induziria esforços estáticos nos vários componentes da turbina, outro exemplo é o peso dos equipamentos sobre a estrutura. Essas cargas não afetam somente as pás dos aerogeradores, mas sim, todos os componentes mecânicos envolvidos (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2002).

- *Esforços cíclicos*

São os esforços que se repetem de forma periódica ou regular, com frequências proporcionais à rotação do rotor elétrico. Os esforços cíclicos podem ser considerados como uma resultante de alguns fatores como peso das pás, perfil do vento, rotor desalinhado, gravidade, cisalhamento do vento e movimento de guinada. As cargas cíclicas exercem grande influência na fadiga dos componentes da turbina, além disso, podem ser relacionadas com vibrações na estrutura da turbina ou em alguns de seus componentes (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2002). Um exemplo de esforços cíclicos é o grande diâmetro dos rotores modernos, devido ao tamanho das pás que estão sujeitas a valores de velocidade de vento diferentes, causados pelo perfil de velocidade do vento. Como resultado os componentes e pás podem sofrer esforços cíclicos, que podem causar oscilações de potência.

- *Esforços passageiros*

São esforços que variam ao longo do tempo e que surgem como resposta de alguns eventos do ambiente externo. Os esforços que surgem neste caso são maiores do que durante a operação normal da turbina. Como exemplo de esforços passageiro nos aerogeradores, pode-se citar os esforços existentes durante uma parada de emergência ou uma mudança brusca de velocidade ou direção do vento (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2002).

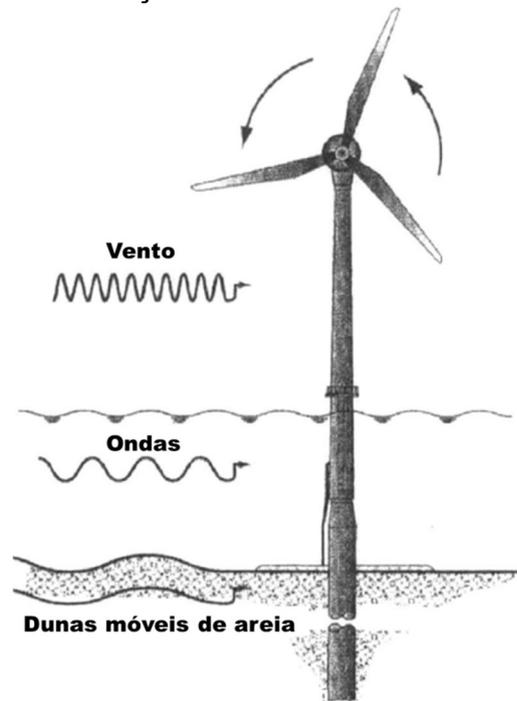
- *Esforços estocásticos*

Os esforços estocásticos, assim como o cíclico, passageiro, e impulsivo, variam ao longo do tempo. Neste tipo de esforço, as cargas variam aleatoriamente, ou seja, não apresentam um padrão de variação. Em muitos casos as médias das variações aparentam ser relativamente constantes, porém pode haver grandes flutuações dentro da média. Estas variações causam flutuações na produção de energia e diminuem a vida útil dos componentes do aerogerador. Um exemplo de esforço estocástico são os esforços exercidos nas pás quando o vento está com grande turbulência (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2002).

- *Esforços ambientais*

Os esforços ambientais podem variar em magnitude, localização, direção e duração, e devem ser considerados para o período de operação normal do aerogerador. Esta categoria de esforço é influenciada pelo clima local. Os exemplos de esforços ambientais incluem: ventos, tempestades, esforços hidrodinâmicos de ondas e correntes, terremotos, esforços da neve e efeitos da maré. A localização, direção e magnitude destes esforços devem ser determinadas por análises estatísticas (KOPP, 2010). A Figura 23 apresenta alguns esforços ambientais e sua aplicação em uma turbina.

Figura 23 - Esforços ambientais em um aerogerador



Adaptado de: (KOPP, 2010).

- *Esforços induzidos por ressonância*

Os esforços induzidos por ressonância são cargas cíclicas que resultam da resposta dinâmica de alguma parte do aerogerador, que foi excitada em uma de suas frequências naturais. Estas frequências podem atingir altas magnitudes, portanto, os projetos da estrutura do aerogerador sempre buscam evitar que essas ressonâncias ocorram. As principais causas de esforços induzidos por ressonância, são circunstâncias operacionais anormais e projetos mal elaborados (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2002).

- *Esforços impulsivos*

Os esforços impulsivos são esforços que variam ao longo do tempo com curta duração, entretanto muitas vezes esses esforços atingem picos significativos. Como exemplo de esforços impulsivos, pode-se citar o esforço sofrido por uma pá de um rotor quando o vento passa por trás da turbina (pela “sombra da torre”). Para diminuir as cargas de flexão nos eixos, duas pás de rotores são “osciladas” ou fixadas no eixo de baixa velocidade. Isso permite que o rotor balance e reduza os movimentos de

flexão, mas não elimina a necessidade de utilização de amortecedores de oscilação (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2002).

2.3.5. *Layout* e Localização de um Parque

O estudo do *layout* dos aerogeradores em um parque eólico é fundamental para maximizar a eficiência do empreendimento (MARTINS, 2015). A elaboração do projeto de um parque eólico *offshore* pode ser dividido nas seguintes etapas (EWEA, 2009):

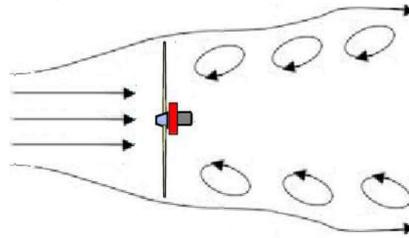
- Coleta dos dados;
- Projeto preliminar e estudo de viabilidade;
- Investigação do local;
- Seleção do modelo dos aerogeradores;
- Especificação;
- Projeto detalhado.

A seleção da localização do parque eólico é uma decisão importante durante o desenvolvimento de um projeto de parque eólico *offshore*. A melhor forma de realizar esta tarefa é através de um processo de listagem que reúne todas as informações disponíveis e comparar as diferentes opções de localização. Para decisão da melhor localização deve-se considerar dentre outros fatores a análise de viabilidade, fatores econômicos, planejamento e conexão do parque com a rede de distribuição de energia. A seleção da localização para instalação de um parque eólico *offshore* é sensível à forma da disponibilidade do vento na localidade. Em áreas onde o vento é muito influenciado por efeitos térmicos, pode apresentar um comportamento unidirecional. Nestes casos, existem *layouts* específicos para cada localidade, por exemplo, em regiões onde os ventos formam setores de 10 graus de largura, os parques eólicos tendem a ser dispostos em linhas apertadas perpendiculares ao vento e com grandes espaços a favor do vento (EWEA, 2009).

De acordo com Martins (2015) o efeito esteira é um importante ponto que deve ser levado em consideração na definição do *layout* do parque eólico. Esse efeito ocorre quando o vento atravessa o aerogerador e com isso perde velocidade. Após a passagem pelo rotor forma-se uma região turbulenta, com vórtices, conhecida como região de esteira, apresentada na Figura 24. O escoamento do ar volta a se estabilizar à medida que se afasta do aerogerador, ou seja, os aerogeradores que se encontrarem próximos a essa região serão atingidos por ventos com menores

velocidades e consecutivamente produziram menos energia. Por essa razão, o espaçamento entre os aerogeradores deve ser distribuído de forma a minimizar a presença do efeito esteira, entretanto considerando também o tamanho da área que o *layout* do parque eólico ocupara.

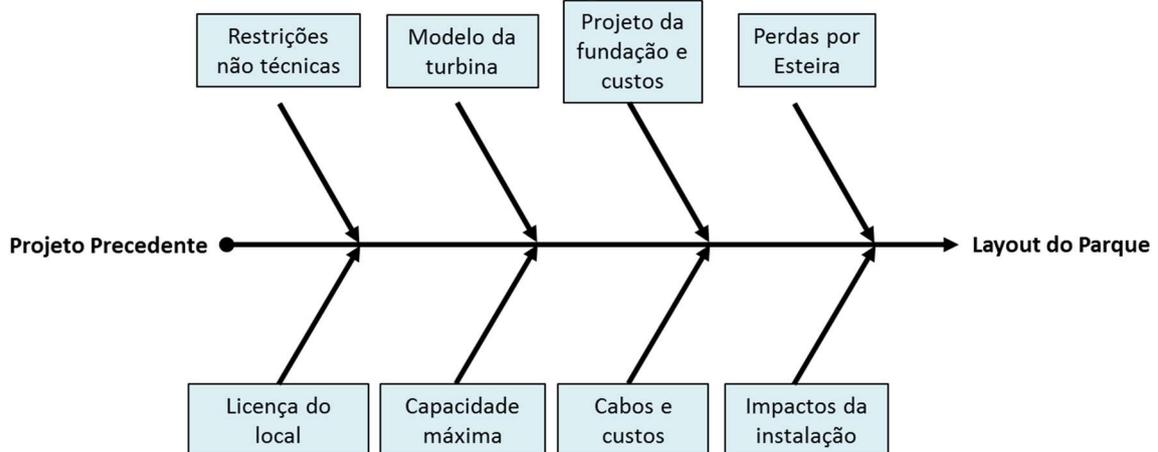
Figura 24 - Ilustração do efeito esteira em um aerogerador



Fonte: (MARTINS, 2015).

O processo de elaboração de *layout* de parques eólicos *offshore* é semelhante ao processo dos parques *onshore*, entretanto com algumas características diferentes. Quando o local de instalação é definido, as restrições, premissas e dados conhecidos, são inseridos no projeto do *layout*. Uma característica que é sempre levada em consideração nos projetos de parques *onshore*, é o ruído, o qual normalmente não é considerado em projetos de parques *offshore* (EWEA, 2009). O processo de desenvolvimento de *layout* para um parque eólico *offshore* é apresentado na Figura 25.

Figura 25 - Processo de elaboração de *layout* para parques eólicos



Adaptado de: (EWEA, 2009).

Os parques eólicos *offshore* são compostos por várias turbinas eólicas, conectadas a um transformador através de cabos de energia. No *layout*, as turbinas

são escalonadas e espaçadas em distâncias de até 8 vezes o diâmetro do rotor. Isso diminui a perturbação do vento e garante que cada turbina é submetida à máxima velocidade do vento possível (KOPP, 2010). Visto que não há aplicações de parques eólicos *offshore* no Brasil, para elaboração de um *layout* de um parque *offshore* no país, pode-se usar como base os parques *offshore* já instalados em países da Europa com grande experiência nessa tecnologia.

Na atualidade os parques eólicos *offshore* estão aumentando as distâncias da costa e ocupando áreas de instalação cada vez maiores, estas alterações geralmente apresentam grandes variações nas profundidades e condições do solo oceânico, resultando assim, em um aumento na complexidade das restrições do projeto e maiores desafios na conexão da rede elétrica. Por fim, o grande número de turbinas eólicas leva a um aumento na complexidade dos sistemas de instalação dos aerogeradores, os quais precisam ser cuidadosamente planejados para a elaboração de *layouts* eficientes de parques eólicos *offshore* (RODRIGUES et al., 2016).

2.4. CARACTERIZAÇÃO DO VENTO

2.4.1. Potência do Vento

A energia eólica é a energia cinética do ar em movimento, ou vento. A energia disponível no vento é basicamente a energia cinética de grandes massas de ar que se deslocam sobre a superfície da terra. As lâminas da turbina eólica recebem essa energia cinética, que é então transformada em energia mecânica ou elétrica, de acordo com a aplicação final. Segundo Mathew (2006), a eficiência da conversão da energia cinética do vento para outras formas de energia, depende grandemente da eficiência com que o rotor interage com a corrente de vento.

A potência inicial de uma turbina eólica é obtida pela conversão da força do vento que atuará sobre as pás do rotor. A quantidade de energia que será transferida ao rotor pelo vento, depende da densidade do ar, da área de abrangência do círculo desenvolvido pelas pás do rotor e da velocidade do vento (MATHEW, 2006). A Figura 26, ilustra área de abrangência do círculo desenvolvido pelas pás (A) em um rotor de uma turbina eólica de seção transversal, exposto a uma corrente de ar de velocidade (V).

A potência do vento pode ser matematicamente descrita pela Equação (1), abaixo apresentada (MATHEW, 2006):

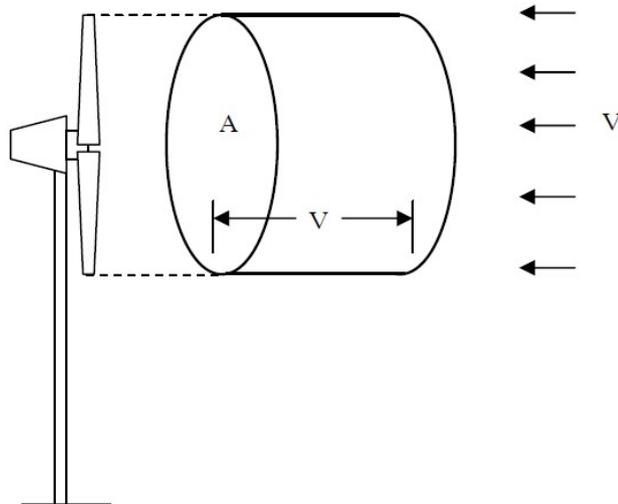
$$P = \frac{1}{2} \times \rho_a \times A_T \times V^3 \quad (1)$$

Onde:

- P = Potência do vento (W);
- ρ_a = Densidade do ar no local ($\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$);
- A_T = Área varrida pelas pás do rotor (m^2);
- V = Velocidade do vento ($\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$).

De acordo com Manwell, MCGowan & Rogers (2009), em condições normais de temperatura e pressão (nível do mar, 15 °C) a densidade do ar é de 1,225 kg/m^3 .

Figura 26 - Parcela de ar movendo-se em direção a uma turbina eólica



Fonte: (MATHEW, 2006)

2.4.2. Extrapolação da Velocidade dos Ventos

Os dados dos ventos disponíveis em estações meteorológicas são geralmente coletados a partir de diferentes alturas dos sensores de coleta. Na maioria dos casos os dados são coletados a uma altura de 10 m, seguindo as recomendações do *World Meteorological Organization* (WMO). Nos cálculos para energia eólica, a preocupação é com a velocidade disponível na altura do rotor. Os dados dos ventos coletados em

qualquer altura, podem ser extrapolados para outras alturas com base na altura da rugosidade do terreno, ou seja, com base nas saliências apresentadas nas superfícies dos terrenos (MATHEW, 2006). De acordo com Silva et al. (2016), para os estudos de energia eólica a altura desejada é a altura do vento no rotor que geralmente varia entre 70 e 100 m. Entretanto, dificilmente existem anemômetros instalados em todas as regiões que estejam dentro ou acima deste intervalo de altura e com uma grande base temporal de dados. Este problema de coleta de dados pode ser resolvido pela extrapolação de frequência da velocidade do vento a uma determinada altura. Para isso, pode-se utilizar duas leis: a Lei da Potência (Equação 2) e a Lei logarítmica (Equação 3) (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009).

Lei da Potência:

$$\frac{V}{V_r} = \left(\frac{Z}{Z_r}\right)^P \quad (2)$$

Onde:

- V = Velocidade média na altura desejada (m.s⁻¹);
- V_r = Velocidade média na altura de referência (m.s⁻¹);
- Z_r = Altura de referência (m);
- Z = Altura desejada (m);
- P = Parâmetro de rugosidade (conforme a Tabela 3).

O Parâmetro de rugosidade para diferentes características de terreno está representado na Tabela 3.

Tabela 3 - Fator P para diferentes tipos de superfícies

Descrição do Terreno	Fator p
Superfície lisa, lago ou oceano	0,1
Gramma baixa	0,14
Vegetação rasteira	0,16
Arbustos, árvores ocasionais	0,20
Árvores, construções ocasionais	0,22 - 0,24
Áreas residenciais	0,28 - 0,40

Fonte: (BLESSMANN, 1995).

Devido ao efeito das camadas de ar, a velocidade do vento aumenta conforme a altura em um padrão logarítmico. Se os dados do vento estão disponíveis em uma altura Z_R e a rugosidade tem uma altura Z_0 , então a velocidade a uma altura Z pode ser dada pela lei logarítmica (MATHEW, 2006).

Lei Logarítmica:

$$V(z) = V_r \frac{\ln(z/z_0)}{\ln(z_r/z_0)} [m/s] \quad (3)$$

Onde:

- Z_0 = Parâmetro de classe de rugosidade (conforme Tabela 4);
- V = Velocidade média na altura desejada ($m.s^{-1}$);
- V_r = Velocidade média na altura de referência ($m.s^{-1}$).

Tabela 4 - Valores do comprimento da rugosidade superficial para vários tipos de terreno

Tipo de Terreno	Rugosidade Z_0 (m)
Muito liso, gelo ou lama	0,00001
Mar calmo	0,0002
Mar agitado	0,0005
Superfície da neve	0,003
Gramma baixa	0,008
Pasto	0,01
Campo	0,03
Plantações	0,05
Poucas árvores	0,100
Muitas árvores, algumas construções	0,250
Florestas	0,500
Subúrbios	1,500
Cidades com edifícios altos	3,000

Adaptado de: (MANWELL; MCGOWAN; ROGERS, 2009).

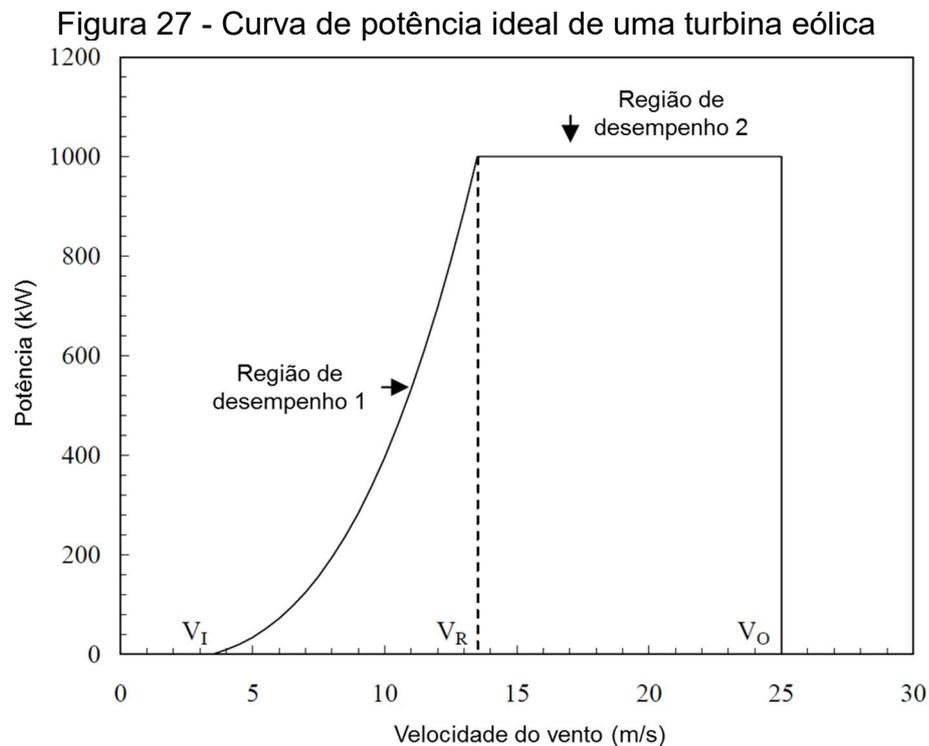
Pode-se notar que ambos os tipos de extrapolação dependem intrinsecamente da rugosidade do terreno. Este fator é considerado também nos modelos de cálculo digitalizados que existem para determinação dos valores de velocidade dos ventos a uma determinada altura.

2.4.3. Curva de Potência

Para o cálculo da curva de potência de um aerogerador, é necessária uma breve compreensão do fundamento de potência do vento, portanto esta seção fornecerá uma sucinta introdução sobre este tema, seguido pelos conceitos da curva de potência.

Existem vários modelos de turbinas *offshore* com a mesma capacidade nominal, mas com diferentes características de operação. O responsável pelo projeto de um parque eólico *offshore*, deve cautelosamente definir as turbinas combinando a localidade do parque com o tipo de turbina, visando sempre maximizar a produção de energia. Para auxiliar a análise da performance das turbinas, pode-se utilizar a curva de potência eólica (MATHEW, 2006).

Um dos principais fatores que influenciam o desempenho de um aerogerador é sua resposta de potência a diferentes velocidades do vento. A curva de potência desta máquina reflete a eficiência da aerodinâmica, de transmissão e de geração de energia pelo sistema de forma integrada. A Figura 27 apresenta uma típica curva teórica de potência de uma turbina eólica com potência nominal de 1 MW. De acordo com Mathew (2006), na prática os valores da curva geralmente são bastante dispersos.



Adaptado de: (MATHEW, 2006).

Analisando a Figura 27, pode-se observar que as características importantes de uma turbina são a velocidade de *cut-in* (V_I), a velocidade nominal (V_R) e a velocidade de *cut-out* (V_O). A velocidade de *cut-in* de uma turbina é a velocidade mínima do vento necessária para a turbina começar a produzir energia, entretanto esta não é a velocidade de arranque a qual o rotor inicia a rotação. A velocidade de *cut-in* varia de acordo com a turbina e o fabricante, no entanto, a maioria das turbinas comerciais tem velocidade de *cut-in* na faixa de 3 a 5 m/s. O sistema dos aerogeradores tem eficiência máxima na velocidade nominal (V_R). De V_I até V_R , a potência produzida pela turbina aumenta de acordo com a velocidade do vento, e entre V_R e V_O , a turbina se estabiliza na produção constante da potência nominal (P_R). Em V_O a velocidade de *cut-out* (velocidade limite) é atingida e a máquina é completamente desligada para proteger os sistemas dos danos causados pelo excesso de esforços (MATHEW, 2006).

A Tabela 5 descreve cada região da curva de potência exibida na Figura 28.

Tabela 5 - Regiões de performance da curva de potência

Intervalo de velocidade	Potência
0 a V_I	Sem energia, pois o sistema está ocioso
V_I a V_R	A potência aumenta até atingir V_R
V_R a V_O	Potência constante P_R
Maior do que V_O	Sem energia, pois o sistema é desligado

Fonte: (MATHEW, 2006).

A potência da turbina eólica apresentada na Figura 27, pode ser calculada para cada velocidade do vento pela Equação 4, esta equação possibilita uma estimativa simples do potencial energético a ser fornecido com a instalação de um aerogerador (SILVA et al., 2016; NUNES, 2012).

$$P_a = FC \times P \quad (4)$$

Onde:

- P_a = Potência da turbina (W);
- P = Potência do vento (Equação 1);
- FC = Fator de Capacidade (ou Coeficiente de potência);

2.4.4. Fator de Capacidade

O Fator de Capacidade (FC) representa o quanto é aproveitado da potência instalada em um parque eólico. Ele compara a produção anual total de energia (PATE) com a capacidade total para produção de energia do parque eólico. O PATE é a somatória da energia produzida por um aerogerador durante um ano inteiro. O FC é a razão entre a energia total produzida em um ano (PATE) pela produção energética que seria fornecida pelo parque se os aerogeradores trabalhassem 100% do tempo na potência nominal (energia disponível).

De acordo com Amenedo, Diaz e Gomez (2003), o FC pode ser definido como:

$$FC = \frac{PATE}{P_n \times T} \quad (5)$$

Onde:

- $PATE$ = Produção anual total de energia (MWh/ano);
- P_n = Potência nominal da turbina (kW).
- T = Período (8.760 horas).

2.4.5. Distribuição de Frequência de Weibull $f(v)$

A distribuição estatística de Weibull foi desenvolvida em 1930 pelo físico sueco Walodi Weibull durante um estudo de resistência a tensão e fadiga dos materiais (LUN; LAM, 2000). É uma ferramenta que pode ser usada para determinação do potencial de energia eólica em uma localidade. A velocidade do vento é uma variável aleatória e sua variação durante um período de tempo é representada por funções de densidade de probabilidade. A distribuição da frequência da velocidade do vento tem sido representada ao longo do tempo por várias funções de densidade de probabilidade como as distribuições gama, log-normal de três parâmetros beta, Rayleigh e Weibull. Entretanto, nos últimos anos a distribuição estatística de Weibull tornou-se a mais utilizada, aceita e recomendada para determinação do potencial de energia eólica em uma localidade (AKDAĞ; DINLER, 2009; EMEIS, 2013; SHU; LI; CHAN, 2015). Além de ser uma das mais usadas e recomendadas ferramentas para

estimativas do potencial eólico, a distribuição estatística de Weibull vem sendo muito usada como referência para estimativas de implantação comerciais (COSTA ROCHA et al., 2012).

A distribuição estatística de Weibull é uma distribuição contínua biparamétrica (utiliza 2 parâmetros para sua definição, o fator de forma k e o fator de escala c), onde a variação do vento é caracterizada por duas funções paramétricas, a função de densidade de probabilidade e a função de distribuição cumulativa. A função de distribuição de probabilidade da velocidade do vento indica a fração de tempo para a qual uma velocidade do vento prevalece na área sob investigação, já a função de distribuição cumulativa prevê o tempo para o qual uma turbina instalada poderia ser potencialmente funcional na área em estudo (ISLAM; SAIDUR; RAHIM, 2011). A distribuição estatística de *Weibull* é matematicamente expressa por (LUN; LAM, 2000):

$$f(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp \left[- \left(\frac{v}{c}\right)^k \right] \quad (6)$$

Onde:

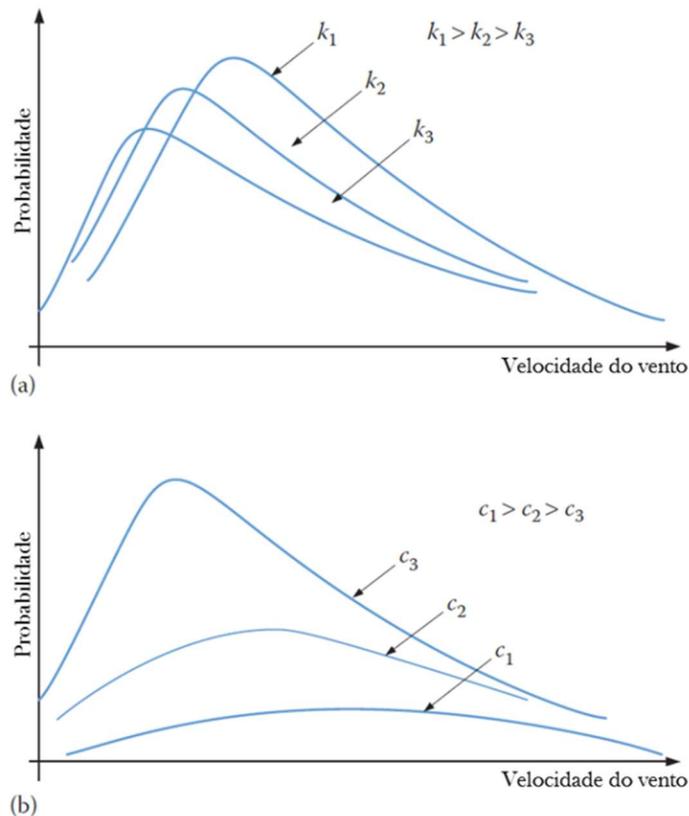
- k = é o parâmetro de forma (adimensional e positivo);
- c = é o parâmetro de escala (dimensão de velocidade e positivo);
- v = velocidade do vento.

A função de distribuição cumulativa é dada por (LUN; LAM, 2000):

$$F(v) = 1 - \exp \left[- \left(\frac{v}{c}\right)^k \right] \quad (7)$$

Os fatores k e c são de grande importância para a avaliação das condições do local de estudo. As curvas que são formadas a partir dos eixos $f(v)$ e v/c indicam a influência do fator k na curva de distribuição de *Weibull*. Os efeitos desses dois parâmetros são apresentados na Figura 28.

Figura 28 - Efeito dos parâmetros da função de distribuição de Weibull: (a) parâmetro de forma e (b) parâmetro de escala



Adaptado de: (EL-SHARKAWI, 2016).

Analisando a Figura 28 (a), conclui-se que o parâmetro de forma k é responsável pela alteração no pico da função $f(v)$, já a Figura 28 (b), mostra que o parâmetro de escala c é responsável pelo ajuste da magnitude da função $f(v)$.

Uma vez que a média da velocidade dos ventos é determinada, pode-se então estimar os parâmetros k e c da função de distribuição de Weibull (Equação 6).

A Equação 8 apresenta a estimativa do parâmetro de forma (k) (SHU; LI; CHAN, 2015):

$$k = \left(\frac{\sigma}{V_m} \right)^{-1,086} \quad (8)$$

Onde:

- V_m = Velocidade média na altura desejada (m/s);
- σ = Desvio padrão dos dados do vento durante um dado período de tempo (Equação 9).

O desvio padrão pode ser calculado pela Equação 9:

$$\sigma = \left[\left(\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (v_i - \bar{V}) \right) \right]^{0,5} \quad (9)$$

A Equação 10 apresenta a estimativa do parâmetro de escala (c) (SHU; LI; CHAN, 2015):

$$c = \frac{V_m}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} [m/s] \quad (10)$$

Onde, Γ é a função gama que é dada pela equação (EL-SHARKAWI, 2016):

$$\Gamma(y) = \int_{x=0}^{\infty} x^{y-2} e^{-x} dx \quad (11)$$

Assumindo que:

$$y = 1 + \frac{1}{k} \quad (12)$$

Os valores dos parâmetros k e c da função de distribuição de Weibull, também podem ser obtidos através da curva da Figura 28, pelo ajuste dos dados na função da Equação 6 (EL-SHARKAWI, 2016).

2.5. AVALIAÇÃO DOS RECURSOS EÓLICOS *OFFSHORE*

Segundo Sempreviva, Barthelmie e Pryor (2008), a avaliação dos recursos eólicos *offshore* podem ser divididos em duas fases diferentes: (I) avaliação do recurso eólico em escala regional com intuito de identificar locais promissores para instalação de parques eólicos e (II) avaliação específica em escala local considerando

a climatologia e perfis verticais dos ventos, bem como a turbulência atmosférica. Considera-se também nesta fase a avaliação de mudanças históricas e possivelmente futuras devido à não-estacionariedade climática (a estacionariedade refere-se à independência das variações em relação à escala temporal). Este trabalho considera a primeira fase acima mencionada.

De acordo com Nunes (2012), os ventos oceânicos podem ser estudados através de dois diferentes métodos, pelas medições dos dados quantitativos (de forma direta) ou por intermédio de sensoriamento remoto (forma indireta). O primeiro método considera a obtenção de dados *in situ*, por meio de anemômetros instalados em boias oceânicas ou em navios (medição móvel). O segundo método considera modelos numéricos atmosféricos, por equipamentos do tipo LIDAR, SODAR ou ainda medidos por sensores instalados a bordo de satélites, como os do tipo escaterômetro (ex.: QUIKSCAT) ou do tipo radar de abertura sintética (ex.: ENVISAT-ASAR). Para os cálculos deste trabalho será utilizado o método de forma direta, sendo assim esta seção trata apenas das medições diretas.

2.5.1. Estação Meteorológica Automática (EMA)

As EMA (Estação Meteorológica Automática) ou também conhecidas como mastros meteorológicos, constituem o método mais tradicional de medição da velocidade e direção dos ventos em terra. No Brasil o Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), é responsável pela administração e monitoramento de centenas de EMA. De acordo com INMET (2011), uma estação meteorológica de observação de superfície automática é composta de uma unidade de memória central ("*data logger*"), conectada a vários sensores dos parâmetros meteorológicos (pressão atmosférica, temperatura e umidade relativa do ar, precipitação, radiação solar, direção e velocidade do vento, etc.), que integra os valores observados minuto a minuto e os disponibiliza automaticamente a cada hora. Estes dados são transmitidos via satélite ou telefonia celular, para a sede do INMET, em Brasília. O conjunto dos dados recebidos é validado, através de um controle de qualidade e em seguida armazenado em um banco de dados. Os dados são também disponibilizados gratuitamente, em tempo real, pela página do Instituto Nacional de Meteorologia na internet (<https://goo.gl/yYh9o>) para a elaboração de previsão do tempo e dos produtos meteorológicos de interesse de usuários setoriais e do público em geral, além disso,

os dados também têm uma ampla gama de aplicações em pesquisa em meteorologia, hidrologia e oceanografia.

A estação meteorológica automática (EMA) é um instrumento de coleta automática de informações ambientais locais (meteorológicas, hidrológicas ou oceânicas), e é constituída pelos subsistemas (INMET, 2011):

- Coleta de dados;
- Controle e armazenagem;
- Geração de energia (painel solar e bateria);
- Comunicação.

Além destes subsistemas, a EMA deve ser instalada em uma base física, em uma área livre de obstruções naturais ou prediais, situada em área gramada mínima de 14 m por 18 m, protegida por tela metálica. Os sensores e demais instrumentos são fixados em um mastro metálico de 10 metros de altura, aterrado eletricamente e protegido por para-raios. Os aparelhos para as medições de radiação solar e chuva, bem como a antena para a comunicação, ficam situados fora do mastro, entretanto dentro da cerca de proteção (INMET, 2011).

2.5.2. Boias oceanográficas

As medições *in situ* de características do vento oceânico são geralmente realizadas através de instrumentos meteorológicos instalados em boias localizadas em alto mar. As boias oceanográficas dispõem de diversos sensores para coletar dados de temperatura, salinidade, radiação solar, velocidade e direção do vento, etc. Os dados são enviados a um satélite e, em seguida, para uma central de processamento. Os principais programas de boias que operam no Brasil são o PIRATA e o PNBOIA.

2.5.2.1. Prediction and Research Moored Array in the Tropical Atlantic (PIRATA)

O programa de boias PIRATA é uma rede de observação *in situ* composta por 21 boias fundeadas que foram planejadas para monitorar uma série de variáveis dos processos de interação entre o oceano e a atmosfera no oceano Atlântico Tropical. Este programa é um projeto de cooperação multinacional entre o Brasil, França e Estados Unidos, os quais são responsáveis pelas atividades de implementação ou

manutenção da rede. O programa PIRATA é reconhecido e recomendado pela comunidade científica e programas de clima internacionais como CLIVAR (*Climate and Ocean Variability, Predictability, and Change*) e GOOS (*The Global Ocean Observing System*) (GOOS-BRASIL, 2017).

Os dados de observação coletados na operação das 21 boias do programa PIRATA são armazenados internamente em intervalos de 10 minutos (alta resolução). As médias diárias são transmitidas ao sistema de satélites Argos, além disso, os dados são também retransmitidos para o Global Transit System (GTS). Estes dados de alta resolução armazenados internamente, são recuperados durante o processo de manutenção anual das boias. Os dados coletados pelas boias são: vento de superfície, temperatura da superfície, condutividade de superfície (salinidade), temperatura do ar, umidade relativa do ar, radiação de ondas curtas, precipitação, temperatura de subsuperfície (10 profundidades até 500 m), condutividade de subsuperfície (3 profundidades até 500 m), e pressão a 300 e 500 m (GOOS-BRASIL, 2017).

Os dados coletados pelas boias PIRATA são disponibilizados gratuitamente pela página *online* do GOOS-BRASIL (<http://www.goosbrasil.org/pirata/dados/>). A Figura 29 apresenta as 21 boias fixas em operação do programa PIRATA no oceano Atlântico, ilustradas por pontos roxos com suas respectivas identificações ao lado.

Figura 29 - Boias fixas do programa PIRATA no oceano Atlântico



Fonte: (GOOS-BRASIL, 2017).

2.5.2.2. Programa Nacional de Boias (PNBOIA)

O programa PNBOIA é um programa de monitoramento meteorológico e oceanográfico composto por 17 boias fixas e 297 boias de deriva (boias que não são fixas). Este programa visa disponibilizar em tempo real, dados meteorológicos e oceanográficos, obtidos nas áreas oceânicas de interesse do Brasil por meio de uma rede de boias (GOOS-BRASIL, 2017).

De acordo com o GOOS-BRASIL (2017), o oceano Atlântico Sul é uma região com uma enorme carência de dados. O caso é ainda pior quanto trata-se da área marítima sob a qual o Brasil tem responsabilidade de gerar e disseminar produtos meteorológicos. A rede de coleta de dados restringe-se somente à alguns pontos de coleta situados em ilhas, medições esporádicas realizadas por navios da Marinha do Brasil e Navios mercantes voluntários. Sendo assim, os dados são restritos a poucas rotas de navegações que passam pelo oceano Atlântico Sul ou limitados a poucas horas ou dias de coleta de dados das boias de deriva. Por essa razão o projeto PNBOIA tem grande importância no adensamento da rede de coleta de dados meteorológicos e oceânicos na costa brasileira, além de se tratar da primeira iniciativa em nível nacional para monitoramento e disponibilizar tais dados. A melhora na coleta de dados proveniente deste programa implica no beneficiamento de diversos setores, dentre eles, pode-se destacar as instalações *offshore* de petróleo e gás, e aplicações da indústria de energia eólica *offshore* (GOOS-BRASIL, 2017).

Os dados das boias do programa PNBOIA são recebidos via satélite através do sistema Argos. Este sistema é administrado conjuntamente pela agência americana NOAA (*National Oceanic and Atmospheric Administration*), e a francesa CNES (*Centre National d'Études Spatiales*). Os dados recebidos são baixados em Toulouse na França e são disponibilizados no sistema GTS. Os dados chegam ao CHM (Centro de Hidrografia da Marinha) através do INMET. Atualmente estes mesmos dados também têm sido captados diretamente no Brasil através dos satélites SCD1 e 2 e CBERS e são disponibilizados para CHM via FTP (*File Transfer Protocol*).

Os dados coletados pelas boias do PNBOIA são disponibilizados gratuitamente pela página online do GOOS-BRASIL (<http://www.goosbrasil.org/pnboia/dados/>). A Figura 30 apresenta as 17 boias fixas do programa PNBOIA no oceano Atlântico, ilustradas por pontos vermelhos com seus respectivos nomes ao lado.

Figura 30 - Boias fixas do programa PNBOIA no oceano Atlântico



Fonte: (GOOS-BRASIL, 2017).

2.5.3. Mapa Eólico *Offshore* do Projeto SWERA

O SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*) é um mapa que apresenta a velocidade média anual dos ventos em uma determinada altura nos oceanos. Este baseia-se em modelos matemáticos e satélite de observação meteorológicas e não considera os detalhes de uma região em específico. Devido à precisão do SWERA de alta resolução é possível analisar áreas com grande nível de detalhe, identificando assim, áreas ricas em recursos que poderiam ser perdidas em conjuntos de dados de baixa resolução. O SWERA pode ser usado para identificar as áreas que apresentam características favoráveis para estudos sobre o desenvolvimento da energia eólica. Entretanto estas informações não são aplicáveis para decisões de implantações, mas podem ser consideradas para identificar potenciais localidades para o aprofundamento das análises.

De acordo com SWERA (2011), para o planejamento de projetos de energia eólica, o melhor e mais confiável conjunto de dados, pode ser obtido através dos dados coletados em anemômetros em uma localidade específica e com um período de tempo maior que um ano. Este nível de detalhamento é fundamental para a

implementação de parques eólicos, mas este método é inviável para estimativa de recursos eólicos em áreas muito extensas. Por isso, os especialistas em avaliação de recursos eólicos utilizam de modelos numéricos para produzir dados de recursos eólicos nestas áreas. Em sua análise o SWERA utiliza de medições por satélite e terrestre, modelos numéricos validados e métodos de mapeamento empírico e analítico, para estimar o recurso eólico de uma região geográfica. O *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) disponibiliza gratuitamente o mapa SWERA na resolução de 30 km (<https://goo.gl/a1ktC6>), isso significa que o mapa apresenta os dados para áreas de 30 km².

2.5.4. Carta Náutica

As cartas náuticas são documentos cartográficos que resultam do mapeamento das regiões oceânicas, mares, rios, baías, lagoas, lagos, ou qualquer outra massa d'água navegável e que se destinam a servir de base à navegação. Elas são geralmente elaboradas na Projeção de Mercator (tipo de projeção cilíndrica do globo terrestre) e representam os desníveis e acidentes terrestres e submarinos, fornecendo informações sobre profundidades, perigos à navegação (bancos, pedras submersas, cascos submersos ou qualquer outro obstáculo à navegação), natureza do fundo do mar, fundeadouros (onde os navios ancoram) e áreas de fundeio, auxílios à navegação (faróis, faroletes, boias, balizas, luzes de alinhamento, radiofaróis, etc.), altitudes e pontos notáveis aos navegantes, linha de costa e contorno das ilhas, elementos de marés, correntes e magnetismo e outras indicações necessárias à segurança da navegação (CENTRO DE HIDROGRAFIA DA MARINHA, 2013).

Neste estudo as cartas náuticas tiveram como objetivo identificar as isóbatas (linhas de mesma profundidade), apresentar as profundidades marinhas que foram utilizadas para seleção do tipo de fundação dos aerogeradores e auxiliar a definição da posição de instalação do parque eólico *offshore* (distância da costa e coordenadas geográficas). As cartas náuticas podem ser acessadas gratuitamente pela página online do CHM (<https://goo.gl/qcDXSy>).

3. METODOLOGIA

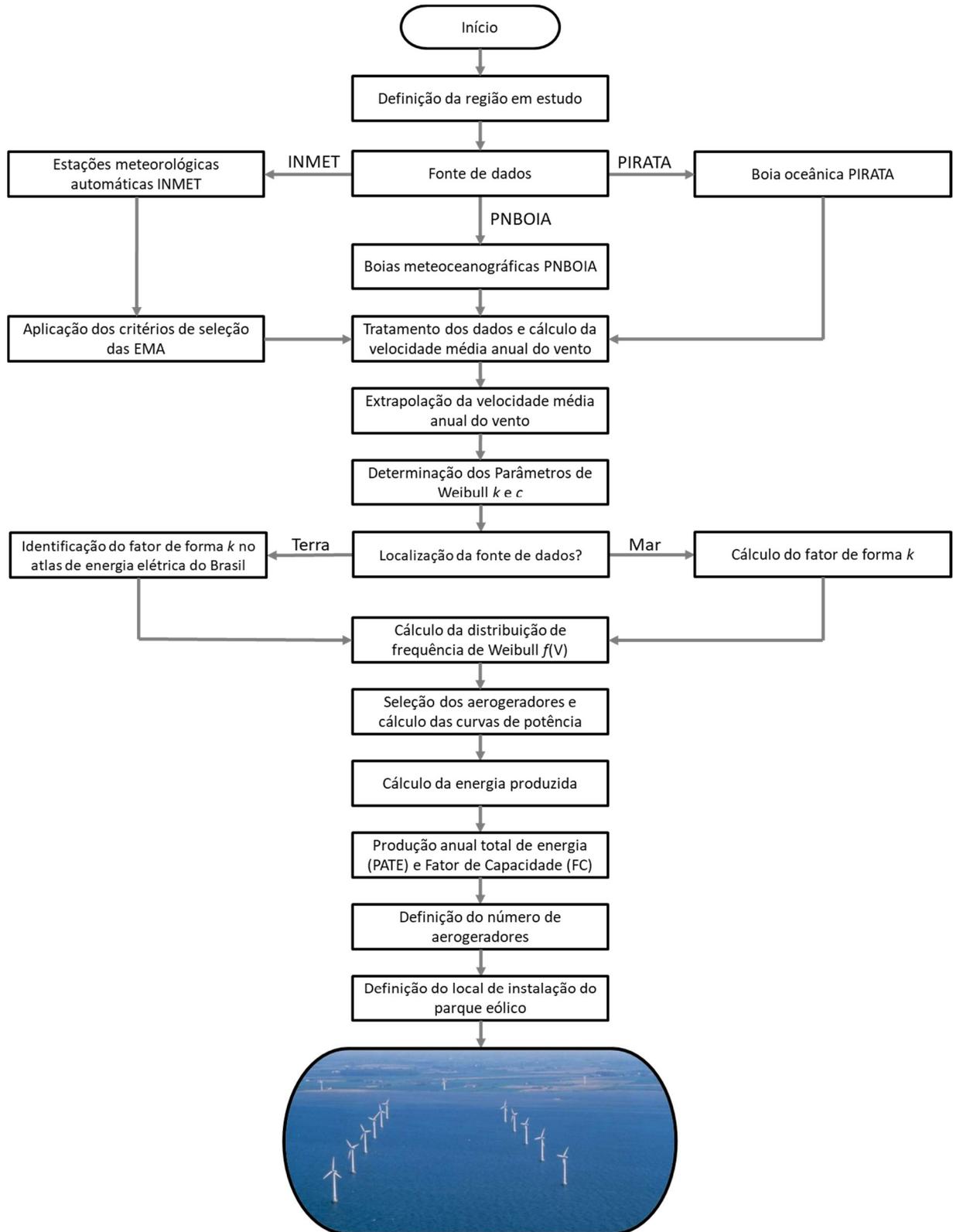
O projeto de um parque eólico *offshore* exige um estudo complexo e detalhado, onde várias ferramentas e áreas de conhecimento são utilizadas visando aproveitar ao máximo a energia que potencialmente será produzida pelo parque. Para tanto, a metodologia utilizada neste trabalho foi baseada na revisão da literatura com o foco nos trabalhos realizados sobre estimativa do potencial eólico *offshore* para diferentes localidades no mundo (ZHENG et al., 2016; LUN; LAM, 2000; ISLAM; SAIDUR; RAHIM, 2011; SHU; LI; CHAN, 2015; ULGEN; HEPBASLI, 2002), entretanto com enfoque nos estudos empregados no Brasil (SILVA; CATALDI; DRAGAUD, 2016; DE OLIVEIRA FILHO et al., 2013; PIMENTA; KEMPTON; GARVINE, 2008; OLIVEIRA FILHO et al., 2013; SILVA et al. 2016).

Este trabalho utilizou ferramentas de acesso livre e sem restrição de disponibilidade, tais como: mapa das EMA (INMET), mapa das boias oceanográficas (GOOS-BRASIL), cartas náuticas (CHM) e Google Maps. Esta seção apresenta a metodologia utilizada no trabalho, para isso as etapas desta metodologia estão apresentadas na Figura 31 e serão descritas a seguir.

3.1. DEFINIÇÃO DA REGIÃO EM ESTUDO

Esta etapa define a região que foi analisada no estudo. Para isso é necessário identificar as regiões com grande demanda energética e uma matriz energética pouco diversificada. Como o foco deste estudo foi na região Sudeste do Brasil, a área analisada foi todo o litoral Sudeste compreendido dentro da ZEE apresentada na Figura 11. Devido a limitada quantidade de fontes de dados na região, todos os pontos de coleta encontrados dentro desta região foram considerados para análise do potencial de geração de energia eólica *offshore* na região.

Figura 31 - Etapas da metodologia para proposta do parque eólico offshore



Fonte: Autor.

3.2. FONTE DE DADOS

Esta etapa consiste na seleção dos pontos de coleta que forneceram os dados para este trabalho. A localização das fontes de dados selecionadas é considerada como potências locais para implantação de parques eólicos *offshore*, ou seja, para fins de análise cada ponto de coleta de dados foi considerado como a coordenada exata de um parque eólico *offshore* proposto.

A metodologia deste trabalho considera três possíveis tipos de fontes de dados na costa sudeste do Brasil, duas localizadas no mar (PIRATA e PNBOIA) e uma em terra (INMET). Devido a limitada quantidade de dados disponíveis para coleta na costa Sudeste do Brasil, torna-se necessário a análise de todos os pontos de coleta encontrados na região. O período mínimo de registros de velocidades dos ventos para cada ponto de coleta de dados, foi fixado em um ano. As fontes de dados utilizadas no estudo foram de livre acesso e fácil manipulação, o que facilita a reprodução de futuros estudos na área.

3.3. BOIA OCEÂNICA DO PROGRAMA PIRATA

A definição das boias oceânicas consideradas no estudo foi realizada pelo mapa do programa PIRATA fornecido pela página do GOOS-Brasil (<https://goo.gl/NXz2rz>). Através do dado de entrada que é a região de estudo definida anteriormente, pode-se identificar pelo mapa as boias próximas desta região. O mapa do programa PIRATA, apresenta somente uma boia oceânica na costa sudeste do Brasil (Boia 19S34W), onde os registros em um determinado período de tempo podem ser extraídos e utilizados na próxima etapa.

3.4. BOIAS METEOCEANOGRÁFICAS DO PROGRAMA PNBOIA

A definição das boias meteoceanográficas consideradas no estudo foi realizada pelo mapa do programa PNBOIA fornecido pela página do GOOS-Brasil (<https://goo.gl/N3Nv1U>). Pelo dado de entrada que é a região de estudo definida anteriormente, pode-se identificar no mapa as boias próximas desta região. O mapa do programa PNBOIA, apresenta um total de 8 boias meteoceanográficas na costa sudeste do Brasil (Santos, Santos 2, Guanabara, Guanabara 2, Niterói, Cabo Frio,

Cabo Frio 2 e Vitória), entretanto algumas boias encontram-se em manutenção, foram desativadas ou possuem um período de registros insatisfatório para estudos de energia eólica (anteriormente definido como um ano). Após a definição das boias, os registros de um determinado período de tempo foram extraídos para uma planilha de *MS Excel* e utilizados na etapa seguinte.

3.5. ESTAÇÕES METEOROLÓGICAS AUTOMÁTICAS DO INMET

As estações meteorológicas automáticas (EMA) foram selecionadas nesta metodologia, para aumentar as possibilidades de análise de localidades para exploração de recursos eólicos *offshore*, visto que a região sudeste do Brasil apresenta poucas fontes de dados para análise de velocidades dos ventos marítimos. As EMA consideradas no estudo foram identificadas pelo mapa do INMET fornecido pela página digital do INMET (<https://goo.gl/yYh9o>). As estações presentes nos estados costeiros da região selecionada foram listadas juntamente com suas respectivas características. Essa lista é então, utilizada na próxima etapa do fluxograma apresentado na Figura 31.

3.6. APLICAÇÃO DOS CRITÉRIOS DE SELEÇÃO DAS EMA

Diferente das demais fontes de dados, as EMA passaram por uma etapa intermediária antes de alcançarem a etapa “Tratamento de dados e cálculo da velocidade média anual do vento”, Figura 31. Devido ao grande número de EMA que existem no Brasil (apresentadas no mapa do INMET), esta etapa teve como objetivo filtrar o número de EMA e selecionar as estações mais relacionadas com o objetivo da pesquisa. Estes critérios foram indispensáveis para assegurar a qualidade e veracidade dos dados que seguiram para os cálculos posteriores, visto que as EMA são pontos de coleta em terra, o que torna necessário um maior cuidado para simulação dos dados como ventos marítimos. A lista das EMA definida na etapa anterior (Estações meteorológicas automáticas do INMET), foi então, submetida aos critérios de seleção, os quais serão definidos mais à frente, criados de acordo com os objetivos do estudo. Em seguida, extraiu-se os registros de velocidade do vento das estações selecionadas, através do *site* do INMET.

3.7. TRATAMENTO DE DADOS E CÁLCULO DA VELOCIDADE MÉDIA ANUAL DOS VENTOS

Esta etapa consiste na junção dos registros fornecidos para cada ponto de coleta de dados das etapas anteriores, tratamento dos dados e cálculo da velocidade média anual para cada um desses pontos. Os dados extraídos foram transportados para o *software* MS Excel onde foram organizados e tratados. Os registros de cada ponto de coleta foram avaliados e os valores com discrepância (registros sem valores de velocidades dos ventos) ou que apresentaram erros foram descartados. Considerando a precisão dos equipamentos (0,1 m/s) e possíveis falhas durante o registro dos dados (registros sem velocidades do vento), as velocidades inferiores a 0,1 m/s foram descartadas do estudo. Quando o tratamento dos dados estava concluído, calculou-se então as velocidades médias anuais para cada ponto de coleta de dados.

3.8. EXTRAPOLAÇÃO DA VELOCIDADE MÉDIA ANUAL DO VENTO

Nesta etapa calculou-se a velocidade média anual do vento na altura estipulada para cada ponto de coleta de dado. A altura do vento no cubo do rotor foi extrapolada para uma altura de 100 m. Pimenta, Kempton e Garvine (2008) e Silva et al. (2016), explicam que para os estudos de energia eólica, geralmente considera-se a altura do vento no rotor entre 70 e 100 m. A altura de 100 m foi selecionada neste estudo, pois é a altura que apresenta as maiores velocidades do vento, o que aumenta a viabilidade técnica deste tipo de empreendimento.

Conforme apresentado no item 2.4.2, pode-se estimar a variação de velocidade do vento de acordo com a altura por dois métodos: a Lei da Potência (Equação 2) e a Lei Logarítmica (Equação 3). Neste trabalho foi empregada a Lei Logarítmica para a extrapolação da velocidade do vento a partir de uma altura de referência, z_r . Com base na Tabela 4, a rugosidade do terreno utilizada nos cálculos foi a de “mar calmo” ($z_0=0,0002$) para as boias, e de “poucas árvores” ($z_0=0,100$) para as estações situadas em terra. A rugosidade “mar calmo” foi selecionada para os pontos de coleta no mar, pois devido a distância da costa dos parques eólicos *offshore*, o local de instalação não apresenta ondas, esta rugosidade também foi utilizada nos estudos de (PIMENTA; KEMPTON; GARVINE, 2008; SILVA; CATALDI; DRAGAUD, 2016; DE

OLIVEIRA FILHO et al., 2013). A rugosidade “poucas árvores” foi selecionada para os pontos de coleta em terra, pois o terreno apresenta algumas árvores e alguma vegetação em seu entorno, esta rugosidade também foi utilizada no estudo *onshore* de (NOURI et al., 2016).

Devido aos vários tipos de fontes de dados deste estudo, diferentes alturas de referência (z_r) para coleta de dados foram consideradas. Para a boia do programa PIRATA, foi considerada a altura de 4,0 metros, conforme o trabalho de Nunes (2012), que também utilizou como fonte de dados algumas boias do programa PIRATA. Para as boias do programa PNBOIA, foi considerado a altura de referência de 3,5 metros, conforme Silva, Cataldi e Dragaud (2016), que utilizaram uma boia do programa PNBOIA como fonte de dados. Para as estações meteorológicas automáticas, foi considerado a altura de referência de 10 metros informada pelo INMET (2011).

Após o cálculo das velocidades extrapoladas para a altura de 100 m, esses valores foram comparados com as velocidades do mapa eólico *offshore* “*Wind NOAA Moderate Resolution*” do *National Renewable Energy Laboratory* (NREL). Pelas coordenadas de cada ponto de coleta de dados, pode-se determinar a localização aproximada desses pontos no mapa. Em seguida, o mapa foi analisado e pode-se estimar a velocidade aproximada para cada localidade. Estas velocidades encontradas no mapa são, então, comparadas com os valores calculados para cada ponto de coleta de dados e, caso haja alguma grande diferença em comparação com os valores encontrados no mapa de velocidades (“*Wind NOAA Moderate Resolution*”), as diferenças precisam ser individualmente analisadas e os cálculos revisados, se o problema persistir é necessário aumentar o período de coleta de dados, visando assim, aproximar o período base de comparação com o mapa de velocidades. Esta comparação funciona como um guia aproximado para os valores encontrados, visto que o mapa apresenta a velocidade dos ventos a 90 m de altura e não 100 m, conforme definido para este estudo.

3.9. DETERMINAÇÃO DOS PARÂMETROS DE WEIBULL K E C

Para o cálculo da distribuição de frequência de Weibull é necessário determinar primeiro o fator de forma k e de escala c . Neste estudo a determinação do parâmetro de forma foi dividido em dois procedimentos, um para as fontes de coleta localizadas no mar (PIRATA e PNBOIA) e outro para as fontes localizadas em terra (INMET).

O cálculo para as fontes localizadas no mar é realizado através da Equação 8, já para as EMA considera-se o fator de forma disponibilizado pelo Atlas de Energia Elétrica do Brasil, (AMARANTE et al., 2001), o qual será apresentado mais a frente. O dado de entrada para identificação do fator de forma é a localização geográfica de cada ponto de coleta. Com os valores do fator de forma determinados, pode-se então calcular o fator de escala. Neste trabalho o cálculo do fator de escala c , é realizado através da Equação 10.

3.10. CÁLCULO DA DISTRIBUIÇÃO DE FREQUÊNCIA DE WEIBULL

Com os valores do fator de forma e escala definidos na etapa anterior, pode-se calcular a distribuição de frequência de Weibull $f(v)$. Este cálculo é realizado através da Equação 6 para as faixas de velocidades entre 0 – 25 m/s, discretizadas em 1 m/s. Em seguida, o gráfico da distribuição de frequência pode ser plotado para cada ponto de coleta de dados (mar ou terra).

3.11. SELEÇÃO DOS AEROGERADORES E CÁLCULO DA CURVA DE POTÊNCIA

A seleção dos aerogeradores é realizada conforme a faixa de *cut-in* de cada máquina. Essa informação geralmente pode ser encontrada no catálogo técnico de cada fabricante de aerogerador. Os aerogeradores selecionados devem ser capazes de atender a menor velocidade média extrapolada calculada na etapa 3.8.

Para o cálculo da curva de potência, são necessários os valores das potências para cada faixa de velocidade apresentada na etapa 3.10. Este cálculo é realizado através da Equação 1 e 4. Para os cálculos das potências, considerou-se o valor padrão da massa específica do ar de $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$ (ISA, 15°C ao nível do mar). De acordo com Amarante et al. (2001), este é o valor considerado pela indústria eólica para construção das curvas de potência. Em comparação com o valor adotado por outros estudos já realizados sobre o potencial eólico *offshore* do litoral brasileiro (PIMENTA; KEMPTON; GARVINE, 2008; SILVA et al., 2016), pode-se validar o valor da densidade do ar igual a $1,225 \text{ kg/m}^3$. O valor da área varrida pelas pás do rotor (A_T), pode ser encontrado no catálogo técnico de cada fabricante de aerogerador. O fator de capacidade (C_p) considerado para os cálculos da potência dos aerogeradores

é de 0,40. Segundo Silva et al. (2016), este é o valor considerado para os aerogeradores modernos.

Após a determinação dos valores de potência para cada faixa de velocidade, pode-se plotar a curva de potência, apresentada anteriormente na seção 2.4.2, para cada aerogerador selecionado.

3.12. CÁLCULO DA ENERGIA PRODUZIDA (EP)

Esta etapa trata do dimensionamento da potência de cada aerogerador, para as faixas de velocidades pré-definidas em cada ponto onde os dados foram coletados. Este cálculo é realizado através da Equação 13, onde cada potência é multiplicada pela respectiva probabilidade de ocorrência no ano (distribuição de frequência de Weibull). Esta etapa é importante para a identificação das faixas de velocidade que mais produzem energia em cada ponto de coleta. A produção de energia (EP) distribuída em cada velocidade é calculada pela seguinte equação:

$$EP = \frac{P \times f(V) \times 8.760}{1.000} [MWh] \quad (13)$$

Onde 8.760 é o número total de horas de geração de energia durante um ano todo e $f(v)$ é a distribuição de frequência de Weibull.

3.13. PRODUÇÃO ANUAL TOTAL DE ENERGIA (PATE) E FATOR DE CAPACIDADE (FC)

Nesta etapa é calculada a produção anual total de energia (PATE) e o fator de capacidade (FC) para cada aerogerador em cada ponto de coleta de dados. O cálculo do PATE é realizado pela somatória da EP em cada faixa de velocidade, entre 0 – 25 m/s (i), e é representado pela Equação 14:

$$PATE = \sum_{i=0}^{25} EP_i [MWh] \quad (14)$$

Para o cálculo do FC é necessário primeiramente determinar a energia disponível (ED) para cada aerogerador. A ED representa a quantidade máxima de energia que seria gerada por um aerogerador, caso ele estivesse trabalhando em sua potência nominal durante 24 h em 365 dias. O cálculo da ED é realizado pela Equação 15.

$$ED = \frac{P_n \times 8.760}{1.000} [MWh] \quad (15)$$

Onde P_n é a Potência nominal da turbina (kW).

Com a PATE e ED calculadas, pode-se calcular o FC para os aerogeradores selecionados em cada ponto de coleta de dados do estudo, através da Equação 5.

Após a análise dos resultados encontrados nesta etapa, é possível definir qual é o ponto de coleta dados que apresenta as características mais promissoras para exploração de recurso eólico *offshore*. Em seguida, pode-se selecionar o modelo de aerogerador que melhor atende a necessidade do parque eólico da localidade.

3.14. DEFINIÇÃO DO NÚMERO DE AEROGERADORES

O dado de entrada da definição do número de aerogeradores para o parque *offshore*, é a demanda anual energética (DAE) que será suprida pela produção do parque eólico. A determinação dessa demanda é realizada com base no ponto de coleta de dados selecionado na etapa anterior. Pelas coordenadas do ponto de coleta, pode-se utilizar o *Google Maps* para identificar as cidades litorâneas mais próximas. Estas cidades são listadas e seus respectivos consumos de energia anual identificados e somados. O número de aerogeradores pode ser então calculado pela seguinte equação:

$$Aerogeradores = \frac{\sum_{i=1}^n DAE_i}{PATE} \quad (16)$$

Onde:

- DAE = Demanda anual de energia (MWh);

- $PATE$ = Produção anual total de energia do aerogerador selecionado (MWh);
- n = Número total de cidades selecionadas próximas ao ponto de coleta de dados.

3.15. DEFINIÇÃO DO LOCAL DE INSTALAÇÃO DO PARQUE EÓLICO

A etapa final do dimensionamento deste parque eólico *offshore*, é a definição do local de instalação do parque. O dado de entrada para a definição aproximada do local de instalação, são as coordenadas do ponto de coleta de dados selecionado anteriormente. Para determinação do local, utiliza-se as cartas náuticas disponibilizadas gratuitamente pelo Centro de Hidrografia da Marinha do Brasil. Neste estudo as cartas náuticas têm como objetivo identificar as isóbatas (linhas de mesma profundidade) para auxiliar a seleção da posição de instalação dos aerogeradores. Em conjunto com a definição deste local, definiu-se também o tipo de fundação que será utilizada pelos aerogeradores do parque *offshore*. Para definição do tipo de fundação, considerou-se a profundidade de instalação da região em estudo, bem como a utilização desta fundação pelos parques *offshore* em operação atualmente.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Com base na descrição metodológica anterior e os dados coletados, esta seção apresenta os resultados encontrados e suas respectivas discussões.

4.1. FONTE DE DADOS

Para a coleta das velocidades dos ventos, utilizou-se três fontes de dados: PIRATA, PNBOIA e INMET. A Tabela 6 apresenta as fontes, características e condições de coleta dos dados.

Tabela 6 - Fontes de dados utilizadas no trabalho

Fonte	Nome da fonte de dados	Local	Latitude	Longitude	Estado	Início da coleta	Termino da coleta	Número de registros
PIRATA	19S34W	Mar	-18.869°	325.31201°	ES	01/02/2016	29/01/2017	365
PNBOIA	Cabo Frio 2	Mar	-23.63°	-42.20°	RJ	01/08/2016	31/07/2017	7.673
PNBOIA	Santos	Mar	-25.70°	-45.14°	SP	01/03/2015	29/02/2016	8.702
INMET	Marambaia-A602	Terra	-23.050334°	-43.595685°	RJ	10/09/2016	09/09/2017	8.749
INMET	Forte de Copacabana-A652	Terra	-22.988286°	-43.190436°	RJ	10/09/2016	09/09/2017	8.711
INMET	Arraial do Cabo-A606	Terra	-22.975468°	-42.021450°	RJ	10/09/2016	09/09/2017	8.671
INMET	Campos - São Tomé-A620	Terra	-22.041647°	-41.051871°	RJ	10/09/2016	09/09/2017	8.751

Fonte: Autor.

O período de coleta considerado neste estudo para todas as fontes de dados foi de 1 ano (365 dias), pois esse período contempla todas as variações climáticas causadas pelas estações do ano. De acordo com Custódio (2013), deve-se obter o período mínimo de um ano de coletas de dados para determinação das características do vento em uma determinada região, pois o vento possui um comportamento probabilístico.

4.2. BOIAS OCEÂNICA DO PROGRAMA PIRATA

Utilizou-se uma boia do programa PIRATA, com intuito de obter os dados do vento na costa Sudeste do Brasil. A Figura 32 apresenta um mapa com as boias na costa do Brasil e a boia selecionada destacada em vermelho. As características da localidade da boia e informações detalhadas da coleta de dados, estão descritas na Tabela 6.

Figura 32 - Boias do programa PIRATA na costa brasileira



Fonte: (GOOS-BRASIL, 2017).

Os dados da boia 19S34W foram extraídos da página do GOOS-Brasil, conforme o endereço informado na seção 2.5.4. Os dados obtidos foram acessados através do *Microsoft Excel*, onde foram formatados e organizados em cinco colunas: número do registro, data, hora, direção do vento e velocidade do vento.

No total foram coletadas 365 medições de velocidade do vento, entre 01/02/2016 e 29/01/2017, isso representa aproximadamente uma medição por dia. Todos os registros foram considerados para o cálculo da velocidade média anual do vento, visto que não se encontrou dados com velocidade inferior a 0,1 m/s. A Tabela 7 apresenta os resultados da coleta de dados para esta boia, onde a média anual da velocidade calculada foi de 5,35 m/s a cerca de 4 metros acima do nível do mar.

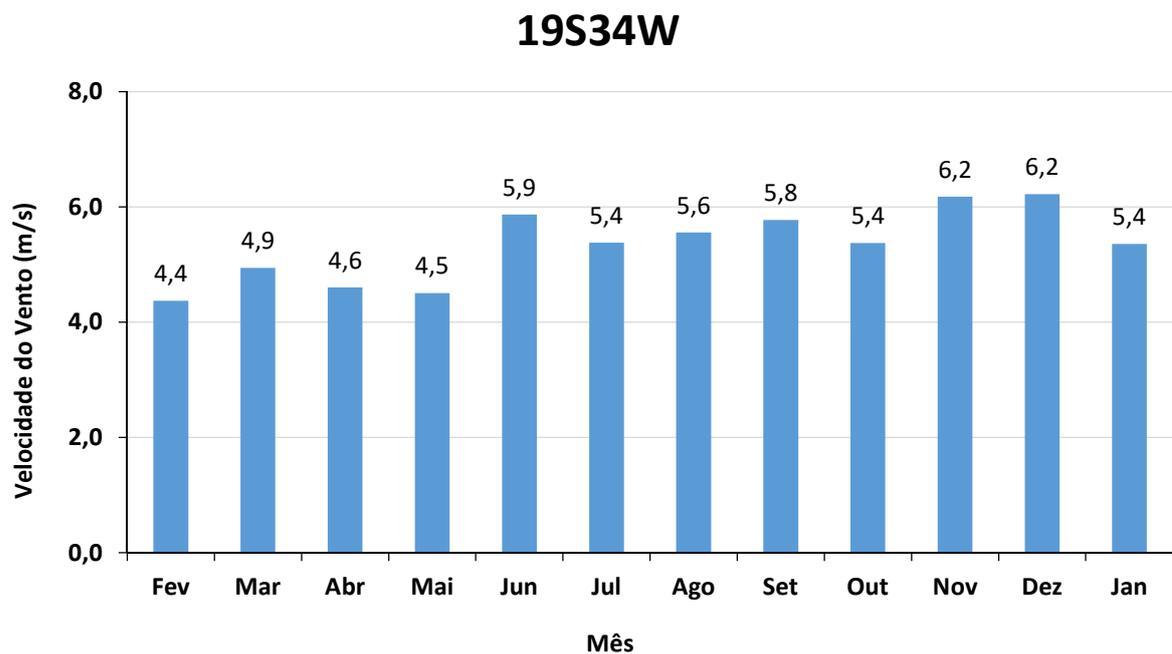
Tabela 7 - Resultados boia PIRATA

Fonte	Nome	Velocidade média anual (m/s)	Desvio padrão
PIRATA	19S34W	5,35	1,71

Fonte: Autor.

A Figura 33, mostra o comportamento da velocidade média dos ventos em cada mês do ano, coletado pela boia oceânica do projeto PIRATA. Pode-se notar que as maiores velocidades nesta localidade são alcançadas na primavera (setembro a novembro) e no inverno (junho a agosto). As altas velocidades nos meses de inverno, mostram uma possibilidade de complementação da matriz energética da região sudeste, justamente nos meses com menor potência das usinas hidroelétricas devido ao período com poucas chuvas e menor capacidade dos reservatórios.

Figura 33 - Gráfico da velocidade média mensal do vento da boia 19S34W, 2016 - 2017



Fonte: Autor.

4.3. BOIAS METEOCEANOGRÁFICAS DO PROGRAMA PNBOIA

O estudo considerou apenas duas boias do programa PNBOIA para a coleta de dados do vento na costa Sudeste do Brasil. As demais boias não foram consideradas, pois possuem poucos registros disponíveis ou foram desativadas a muito tempo, o que poderia comprometer os resultados deste estudo. De acordo com o Centro de Hidrografia da Marinha (2017), em agosto de 2017 somente as boias “Cabo Frio 2” e “Santos 2” estavam em operação e as demais boias em manutenção. Entretanto a boia “Santos 2” não possui 12 meses de coleta de dados, portanto, considerou-se a boia “Santos” que tem um extensivo número de dados coletados e foi desativada a relativamente pouco tempo (abril de 2017) (GOOS-BRASIL, 2017). A Figura 34, apresenta um mapa com as boias do programa PNBOIA na costa do Brasil e as boias selecionadas destacadas em amarelo. As características das localidades das boias e as informações detalhadas das coletas de dados, estão descritas na Tabela 6.

Figura 34 - Boias do programa PNBOIA na costa brasileira



Fonte: (GOOS-BRASIL, 2017).

Os dados das boias “Cabo Frio 2” e “Santos” foram extraídos da página do GOOS-Brasil, conforme o endereço informado no capítulo 2.5.5. Os dados obtidos foram extraídos para o *MS Excel*, onde foram formatados e organizados em seis colunas: identificação do registro, data, hora, longitude, latitude e velocidade do vento. Na boia “Cabo Frio 2” foram coletadas 7.673 medições de velocidade do vento, entre 01/08/2016 e 31/07/2017, isso representa quase uma medição por hora. Após o tratamento dos dados, foram considerados 7.669 registros.

Diferente da boia “Cabo Frio 2”, o período de coleta da boia “Santos” iniciou-se em 2015, pois os registros coletados nos meses de março, abril e maio de 2016, apresentavam ausências em vários dias, ou seja, estavam corrompidos. Entre 01/03/2015 e 29/02/2016, foram coletados 8.724, cerca de uma medição por hora. Assim, como na boia “Cabo Frio 2” os registros foram tratados e chegou-se em um total de 8.702 registros considerados. Os resultados das coletas de dados de ambas as boias são apresentados na Tabela 8. A média anual da velocidade calculada a cerca de 3,5 metros acima do nível do mar é de 6,93 m/s e 6,53 m/s respectivamente, os desvios padrões encontrado nas boias do PNBOIA mostram-se superior ao calculado na boia do programa PIRATA (Tabela 7), isso pode ser explicado pelo maior número de registros de dados coletados nestas boias.

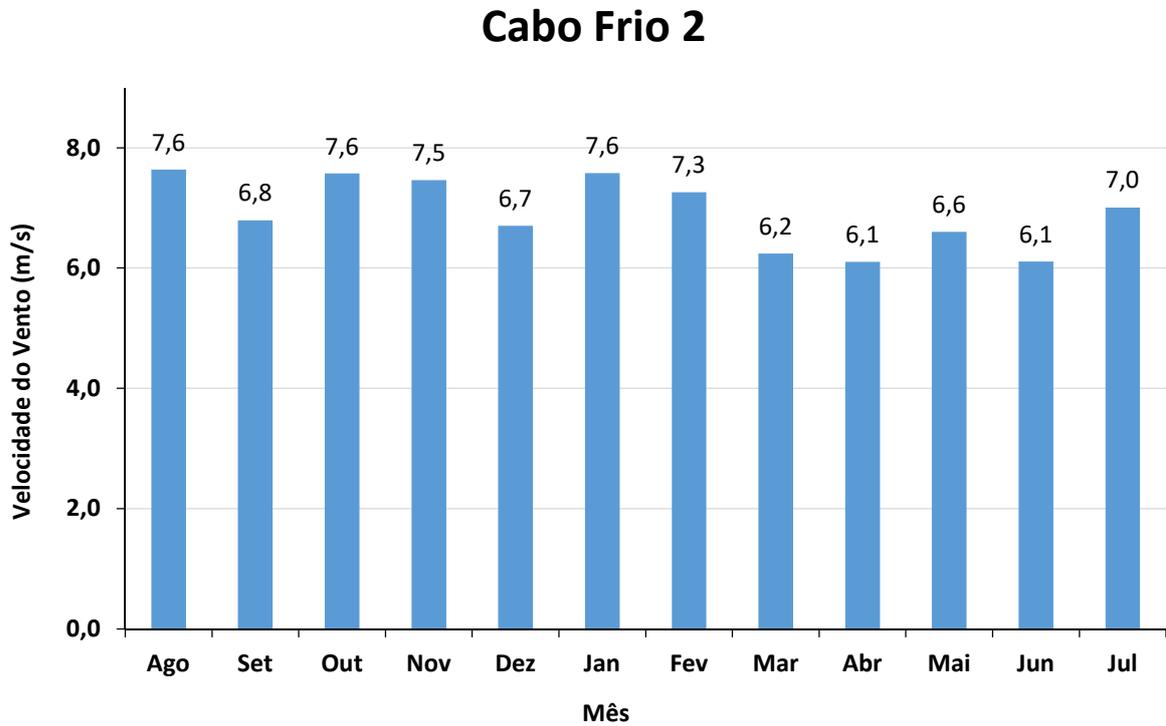
Tabela 8 - Resultados boias do PNBOIA

Fonte	Nome	Velocidade média anual (m/s)	Desvio padrão
PNBOIA	Cabo Frio 2	6,93	2,97
PNBOIA	Santos	6,52	3,12

Fonte: Autor.

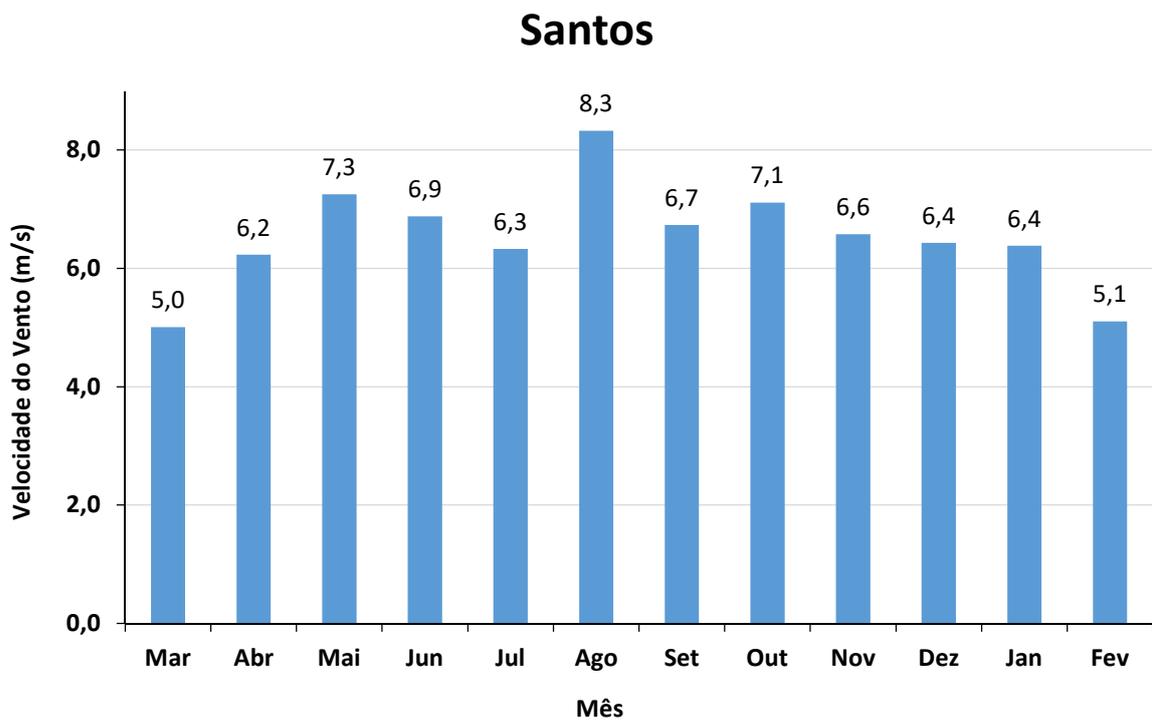
Pela Tabela 8, pode-se verificar também que apesar da maior proximidade da boia “Cabo Frio 2” com o litoral do Brasil (Figura 34), a velocidade média anual dos ventos é superior ao valor apresentado pela boia “Santos”. Isso pode ser explicado, pelos ventos com maior velocidade que incidem nas regiões localizadas mais ao norte da costa brasileira. As Figuras 35 e 36, apresentam os gráficos das velocidades médias mensais das velocidades dos ventos nas duas boias estudadas. Ambos os gráficos apresentam as maiores velocidades dos ventos nos meses de agosto, demonstrando, assim como na boia 19S34W (PIRATA), a possibilidade de complementar a matriz energética da região sudeste em meses de estiagem.

Figura 35 - Gráfico da velocidade média mensal do vento da boia Cabo Frio 2, 2016 - 2017



Fonte: Autor.

Figura 36 - Gráfico da velocidade média mensal do vento da boia Santos, 2015 - 2016



Fonte: Autor.

4.4. ESTAÇÕES METEOROLÓGICAS AUTOMÁTICAS INMET

Para o presente trabalho foram selecionadas estações meteorológicas automáticas (EMA) do INMET, visando a determinação das velocidades dos ventos em diversos pontos da costa sudeste do Brasil. Essas estações foram consideradas para que os cálculos das velocidades dos ventos possam ser analisados em diferentes regiões do Sudeste, já que a disponibilidade de dados de boias é extremamente baixa. Conforme Silva, Cataldi e Dragaud (2016), o Brasil apresenta uma grande falta de dados de energia eólica *offshore* disponíveis, o que pode ser um limitante para os estudos na área.

Foram definidos, com base na literatura de energia eólica *offshore*, critérios que pudessem aproximar o máximo possível as EMA presentes em terra com as boias oceanográfica presentes na superfície do oceano. Esses critérios foram divididos em duas categorias, qualitativos e quantitativos. Os critérios quantitativos procuram aproximar a EMA de uma boia oceanográfica, através de dados numéricos como localização, altitude, distância do mar e período dos dados disponíveis (CUSTÓDIO, 2013; INMET, 2011), já os critérios qualitativos buscam essa aproximação assemelhando as características do ambiente que cercam a estação em terra com as características que cercam a estação no mar. As Tabelas 9 e 10, apresentam as categorias dos critérios de seleção da EMA.

Tabela 9 - Critérios quantitativos de seleção da estação meteorológica

Critérios de seleção quantitativos	
Altitude da estação	≤ 30 m
Altura da coleta de dados (sensores)	≤ 10 m
Distância do mar	$\leq 1,5$ km
Dados disponíveis	≥ 365 dias

Fonte: Autor.

Tabela 10 - Critérios qualitativos de seleção da estação meteorológica

Critérios de seleção qualitativos	
<ul style="list-style-type: none"> • Ausência parcial ou total de prédios e casas. • Poucas árvores e baixa vegetação. • Ausência de montanhas ou morros. • Superfície plana ou parcialmente plana. • Fotos de identificação. 	

Fonte: Autor.

Altitude da estação, bem como a altura da coleta de dados, presentes na Tabela 9, procuram minimizar os efeitos da variação de altitude causados na velocidade do vento. A distância do mar tem o objetivo de aproximar as características dos ventos coletados com os ventos marítimos, e o período dos dados disponíveis tem como objetivo atender o tempo mínimo de registro de dados do vento de 1 ano (CUSTÓDIO, 2013). Na Tabela 10, os critérios de seleção procuram fornecer um ambiente de coleta de dados dos ventos semelhante aos marítimos, como por exemplo: baixa rugosidade, superfície planas e poucas interferências nos ventos. A necessidade da foto de identificação, refere-se a análise do local onde a estação está instalada, podendo constatar assim, se as demais características qualitativas estão sendo atendidas. Os critérios qualitativos foram aplicados no entorno da estação.

Com base nos critérios apresentados, o mapa das EMA do INMET foi analisado (<https://goo.gl/yYh9o>). Através deste mapa, foram listadas todas as estações meteorológicas automáticas próximas a costa sudeste do Brasil. No total foram consideradas 17 estações na análise. As características de todas as estações selecionadas foram transportadas do site do INMET para uma planilha no *software MS Excel*, facilitando assim, a análise e comparação dos dados. Com base nas informações de localização de cada EMA fornecida pelo INMET, pode-se calcular através do aplicativo Google Maps a distância das estações até o mar. Os valores qualitativos foram avaliados através das fotos das estações fornecidas pelo site do INMET, em conjunto com a avaliação por satélite do terreno através do Google Maps.

Por fim, chegou-se ao número de 4 estações que atendem os critérios de seleção do estudo. As demais estações foram excluídas baseadas nos critérios definidos acima. A Tabela 11 apresenta as EMA selecionadas e suas principais características.

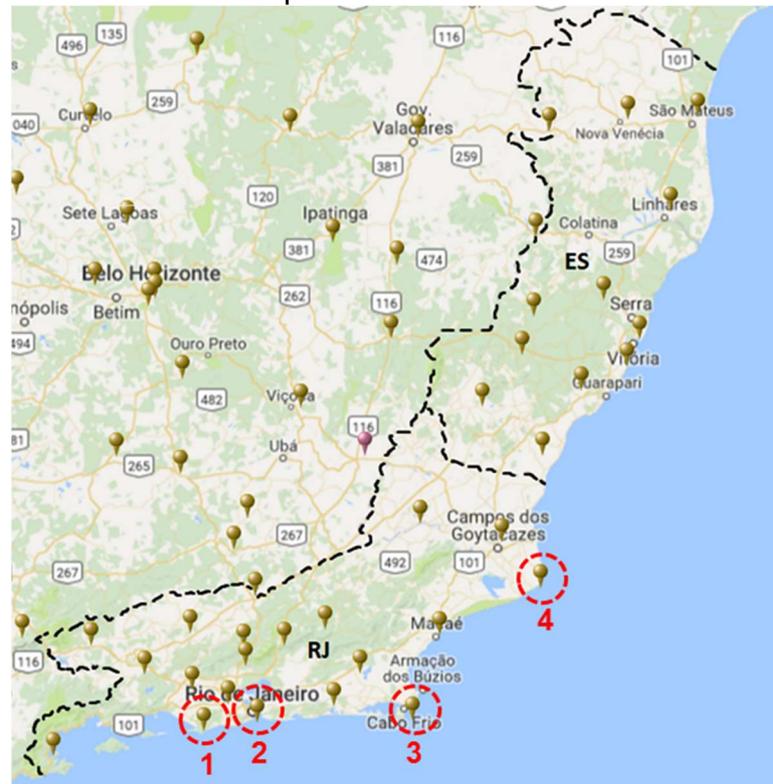
Tabela 11 - Estações meteorológicas automáticas selecionadas

Nome da estação	Rio de Janeiro - Marambaia-A602	Rio de Janeiro - Forte de Copacabana-A652	Arraial do Cabo-A606	Campos - São Tomé-A620
Posição	1	2	3	4
Distância do mar (m)	112	90	60	300
Altitude (m)	9	26	3	7
Latitude	-23.050334°	-22.988286°	-22.975468°	-22.041647°
Longitude	-43.595685°	-43.190436°	-42.021450°	-41.051871°
Estado	RJ	RJ	RJ	RJ
Altura de coleta de dados (m)	10	10	10	10
Início de operação	07/10/2002	18/05/2007	22/09/2006	13/06/2008

Fonte: Autor.

A Figura 37, apresenta a posição de cada EMA no mapa do INMET, a EMA pode ser identificada pela Posição informada na Tabela 11. Pelo mapa, pode-se observar que as estações selecionadas se localizam no litoral do estado do Rio de Janeiro.

Figura 37 - Mapa das estações meteorológicas automáticas selecionadas no estudo. 1= Marambaia-A602; 2= Forte de Copacabana-A652; 3= Arraial do Cabo-A606 e 4= Campos-São Tomé-A620

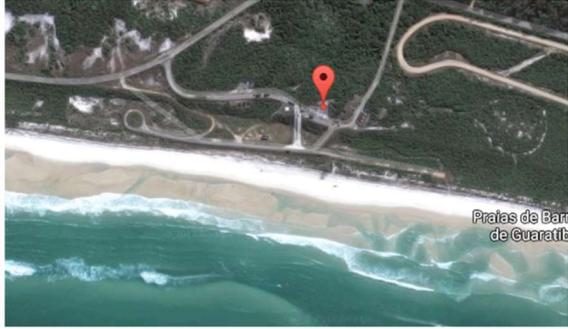


Adaptado de: (INMET, 2017).

A Figura 38, apresenta as imagens usadas para aplicação dos filtros qualitativos do trabalho. É possível observar pela figura que a maioria das estações

se localizam próximas a área urbanas, ou seja, possuem parcialmente ao seu redor a presença de casas ou prédios. Entretanto, todas as estações possuem área aberta para o mar, permitindo assim o contato com os ventos marítimos.

Figura 38 - Fotos das estações meteorológicas automáticas do INMET e suas respectivas vistas superiores feitas por satélite. 1= Marambaia-A602; 2= Forte de Copacabana-A652; 3= Arraial do Cabo-A606 e 4= Campos-São Thomé-A620

Nº	Fotos das EMA - INMET	Fotos de satélite - Google MAPS
1		
2		
3		
4		

Fonte: (INMET, 2017; GOOGLE MAPS, 2017).

Após a determinação dos pontos de coleta de dados em terra, os dados de cada localidade foram extraídos através do *site* do INMET e transportados para o *software MS Excel*. Devido a uma limitação do *site* do INMET, só foi possível extrair os dados dos últimos 365 dias, portanto considerou-se o mesmo período de um ano (365 dias) para todas as estações, conforme apresentado na Tabela 6.

Conforme já apresentado na Tabela 6, o período considerado para todas as estações em terra foi de 10/09/2016 a 09/09/2017, na estação “Rio de Janeiro - Marambaia-A602” foram coletadas 8.749 medições de velocidade do vento, entretanto após o tratamento dos dados, chegou-se a um total de 8.573 registros. Este tratamento também foi aplicado a todas as demais estações em estudo. Para a estação “Rio de Janeiro - Forte de Copacabana-A652”, inicialmente coletou-se 8.711 registros e após o tratamento, foram considerados 8.702 registros. A estação “Arraial do Cabo-A606” iniciou o tratamento com 8.671 e após os filtros, considerou-se 8.050 registros, o grande número de registros descartados pode ser explicado pelos dados registrados sem velocidade do vento. Por fim, a estação “Campos - São Tomé-A620” teve 8.751 registros coletados e após o tratamento de dados os registros sem valores de velocidade do vento ou com velocidades inferiores a 0,1 m/s foram descartados, chegou-se então ao número de 8.693 registros. A média final de coleta de dados diários das EMA foi de 23,3 registros / dia, ou seja, quase um registro por hora.

A Tabela 12, apresenta as características detalhadas da velocidade do vento nas estações em estudo. A maior velocidade média anual foi encontrada na estação “Arraial do Cabo-A606” e a menor velocidade no “Forte de Copacabana-A652”. A velocidade apresentada na estação “Forte de Copacabana-A652”, pode ser um limitante para viabilização de parques *offshore* na região.

Tabela 12 - Característica dos ventos das EMA selecionadas

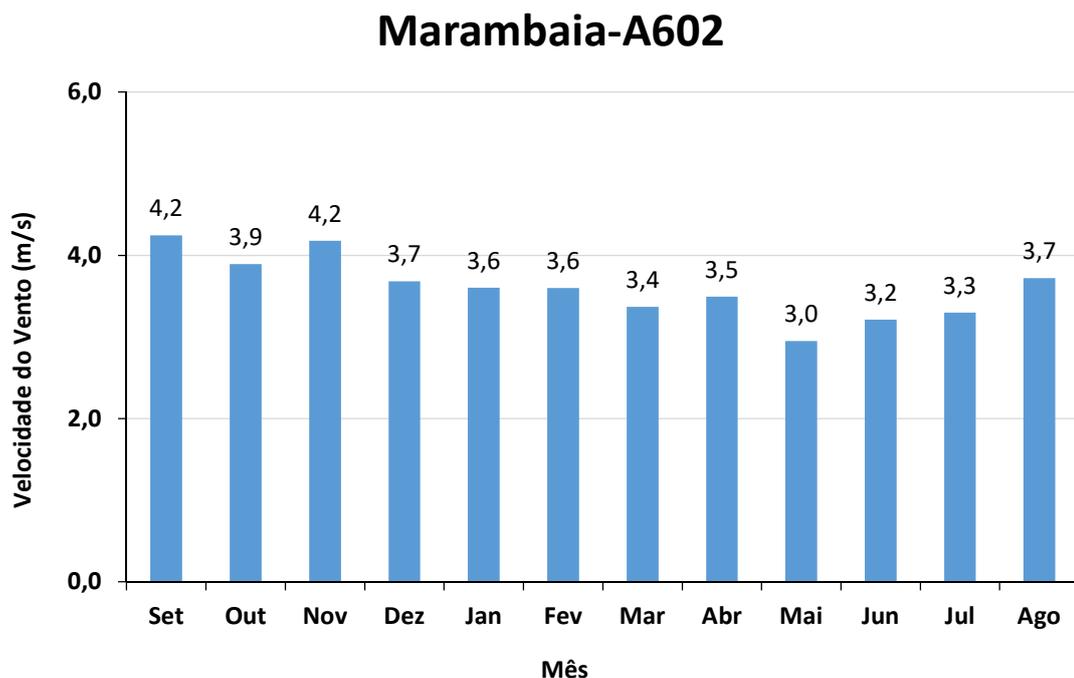
Fonte	Nome	Velocidade média anual (m/s)	Desvio padrão
INMET	Marambaia-A602	3,59	2,12
INMET	Forte de Copacabana-A652	2,86	2,14
INMET	Arraial do Cabo-A606	5,18	2,89
INMET	Campos - São Tomé-A620	4,10	2,13

Fonte: Autor.

A Figura 39 a 42, apresentam os gráficos das velocidades médias mensais das velocidades dos ventos nas estações meteorológicas. É possível notar um

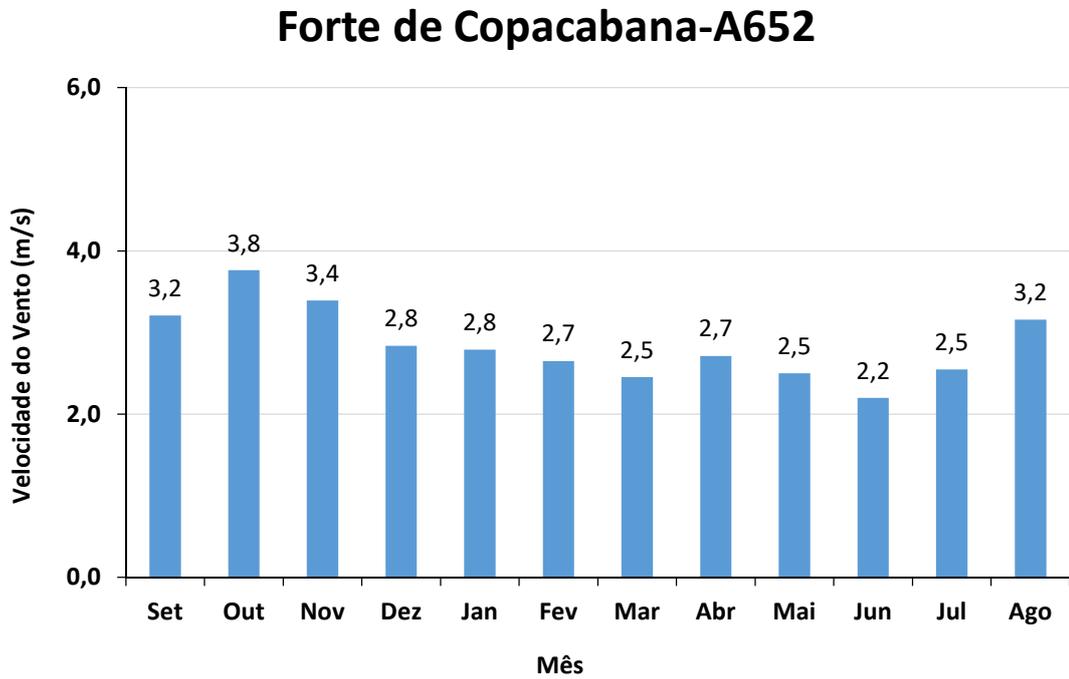
comportamento semelhante nos meses de setembro a novembro em todos os gráficos, nesses meses há um aumento na velocidade do vento, atingindo em alguns casos, as maiores velocidades anuais. De acordo com o estudo realizado por Silva, Cataldi e Dragaud (2016), a região de Cabo Frio apresenta as maiores velocidades do vento em janeiro e setembro, estes resultados são semelhantes aos valores ilustrados nas Figuras 39, 41 e 42, que apresentam as maiores velocidades do vento em janeiro (Arraial do Cabo-A606 e Campos - São Tomé-A620) ou setembro (Marambaia-A602). Outro importante destaque nestes gráficos, é a velocidade do vento no mês de junho nas Figuras 40, 41 e 42, que apresentou a menor velocidade anual.

Figura 39 - Gráfico da velocidade média mensal do vento da EMA Marambaia-A602, 2016 - 2017



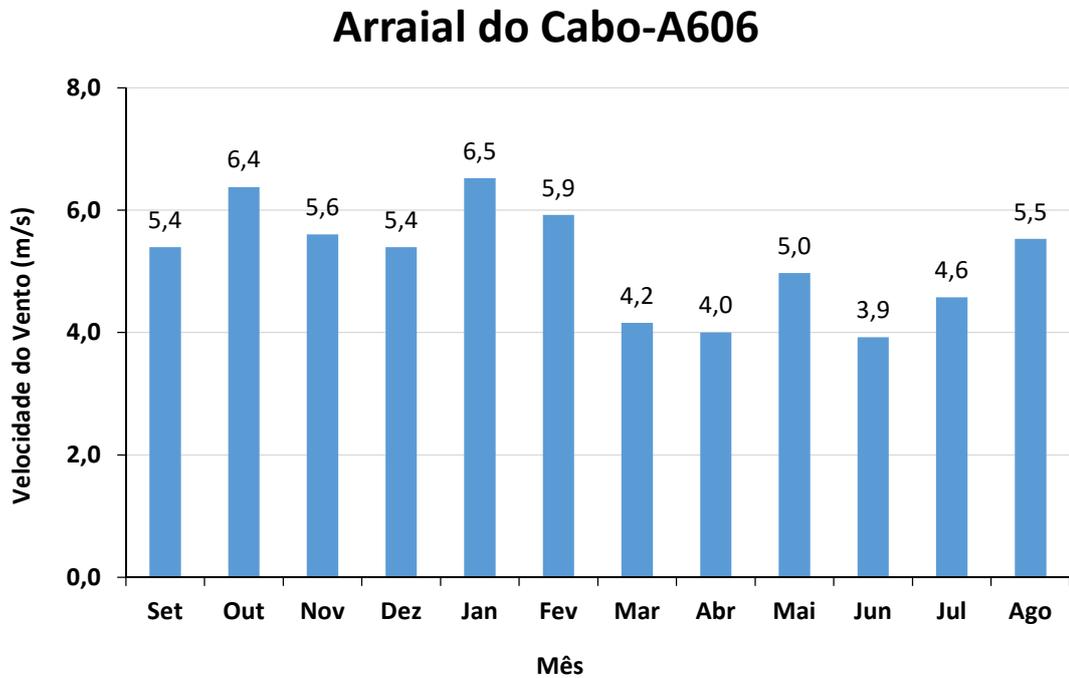
Fonte: Autor.

Figura 40 - Gráfico da velocidade média mensal do vento da EMA Forte de Copacabana-A652, 2016 - 2017



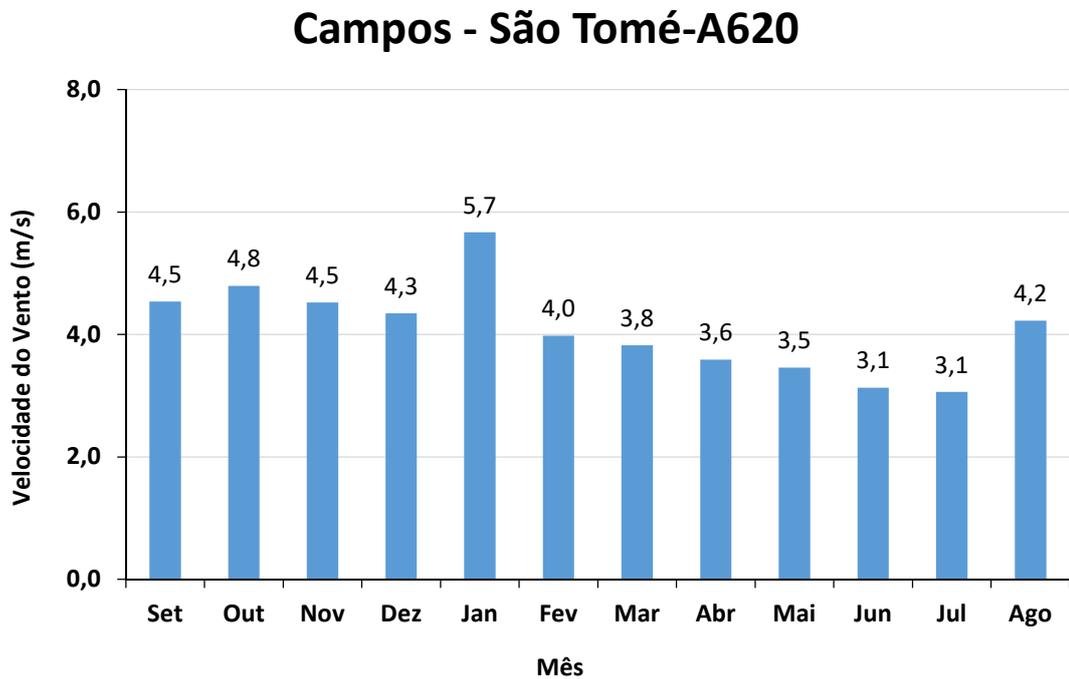
Fonte: Autor.

Figura 41 - Gráfico da velocidade média mensal do vento da EMA Arraial do Cabo-A606, 2016 - 2017



Fonte: Autor.

Figura 42 - Gráfico da velocidade média mensal do vento da EMA Campos - São Tomé-A620, 2016 - 2017



Fonte: Autor.

4.5. EXTRAPOLAÇÃO DA VELOCIDADE MÉDIA ANUAL DO VENTO

Com os dados da velocidade do vento disponíveis e conforme os parâmetros definidos no item 3.8, é possível então calcular pela Equação 3 (ver seção 2.4.2) a velocidade média na altura desejada. A Tabela 13 apresenta o resultado das velocidades do vento extrapoladas a uma altura de 100 m, para os pontos de coleta de dados no mar e na terra.

Tabela 13 - Velocidade média dos ventos a 100 m de altura nos pontos de coleta de dados

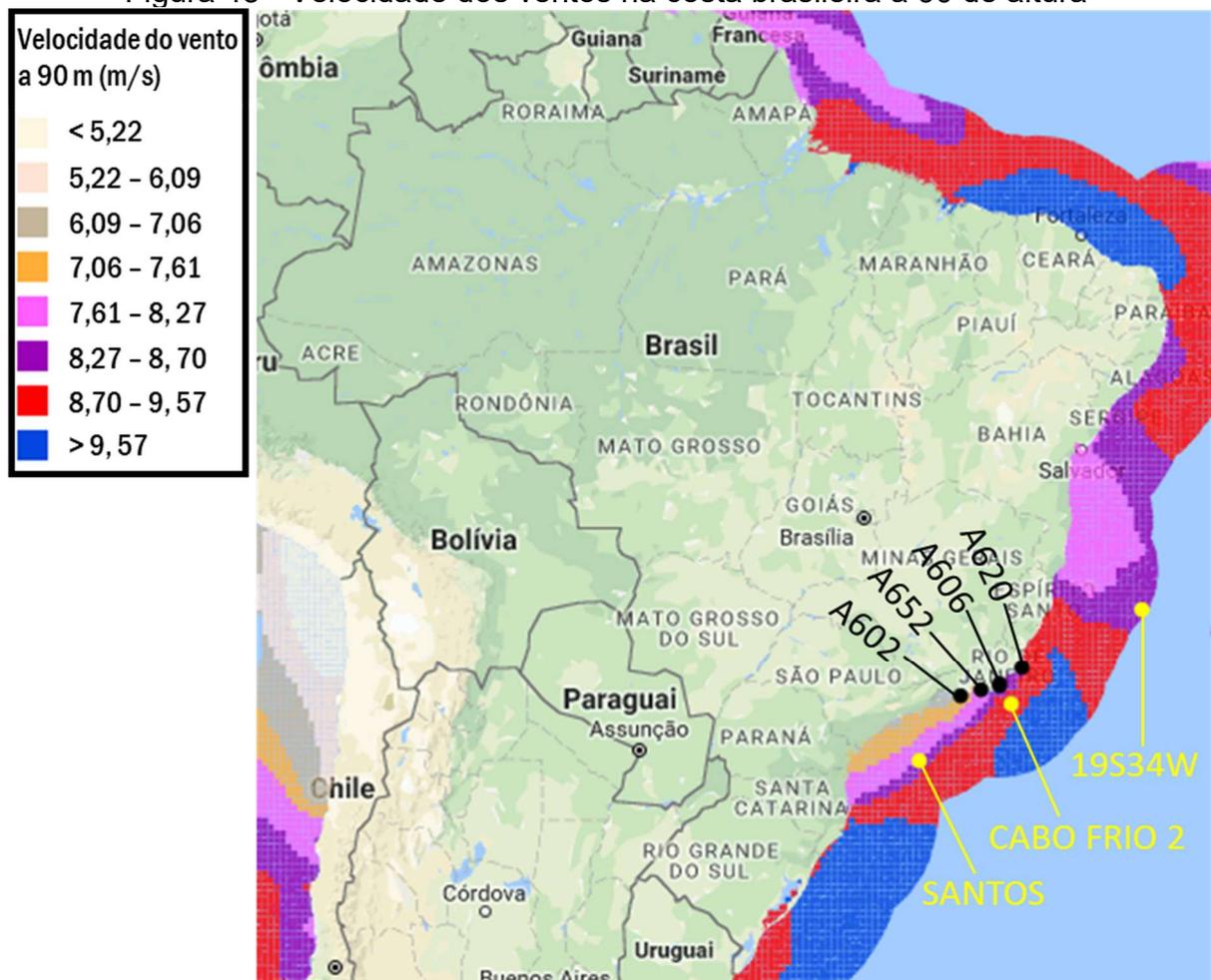
Fonte	Velocidade média a 100 m (m/s)
19S34W	7,08
Cabo Frio 2	9,31
Santos	8,76
Marambaia-A602	5,38
Forte de Copacabana-A652	3,55
Arraial do Cabo-A606	7,77
Campos - São Tomé-A620	6,15

Fonte: Autor.

É possível observar na Tabela 13 que a maior média da velocidade do vento encontrada a 100 metros de altura, foi registrada na boia “Cabo Frio 2”. A menor velocidade foi encontrada no “Forte de Copacabana-A652”. Este resultado já era esperado, visto que conforme (KALDELLIS et al., 2016), os ventos marítimos são geralmente mais fortes e constantes que os ventos terrestres.

Com intuito de validar os dados das velocidades extrapoladas, utilizou-se o Mapa “SWERA - Wind NOAA Moderate Resolution” do *National Renewable Energy Laboratory* (NREL). Este mapa possui uma resolução de 30 km e apresenta a velocidade dos ventos a 90 m de altura na costa do Brasil, representado na Figura 43, com a localização aproximada dos pontos de coleta situados em terra (pontos pretos) e os pontos localizados no mar (pontos amarelos). Apesar da altura dos ventos no mapa ser inferior a altura de 100 metros extrapolada no estudo, o mapa serve como uma orientação para a proximidade dos dados calculados.

Figura 43 - Velocidade dos ventos na costa brasileira a 90 de altura



Adaptado de: (NREL, 2017).

A Tabela 14 apresenta as faixas de velocidades identificadas na Figura 43 para cada fonte de coleta de dados.

Tabela 14 - Faixas de velocidade dos ventos a 90 m apresentadas na Figura 43

Fonte	Velocidade a 90 m (m/s)
19S34W	8,27 - 8,70
Cabo Frio 2	8,70 - 9,57
Santos	8,27 - 8,70
Marambaia-A602	7,06 - 7,61
Forte de Copacabana-A652	7,61 - 8,27
Arraial do Cabo-A606	8,27 - 8,70
Campos - São Tomé-A620	8,27 - 8,70

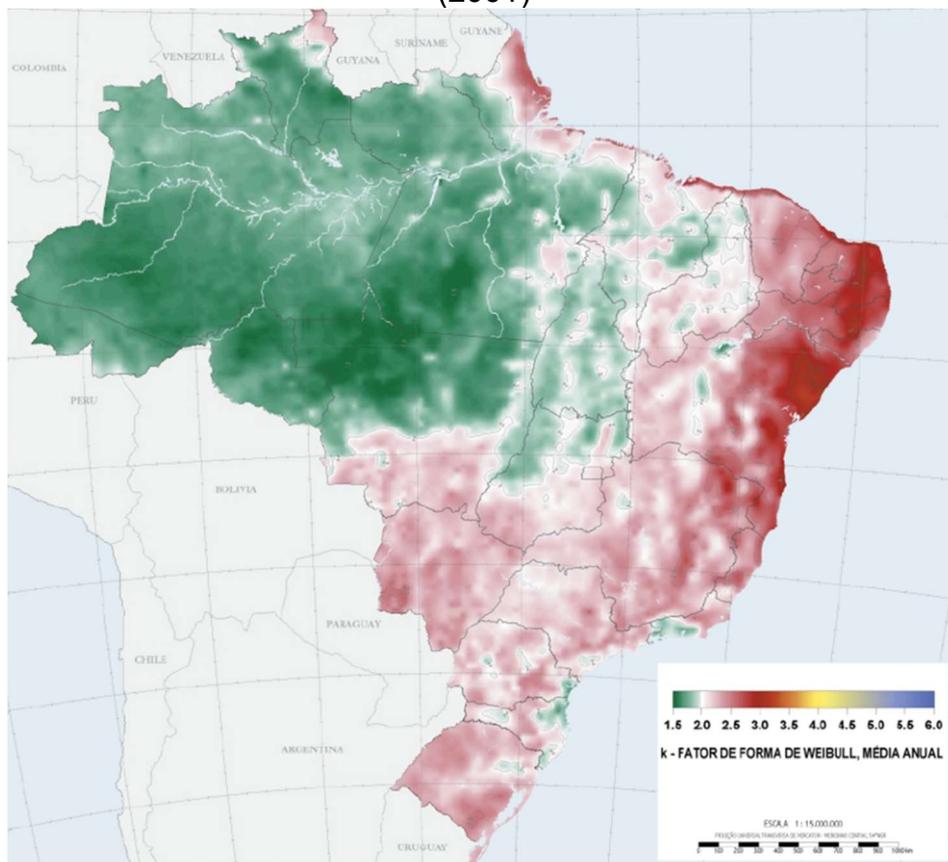
Fonte: Autor.

Pela Figura 43, é possível observar que a boia “Cabo Frio 2” localiza-se na faixa de velocidade entre 8,70 e 9,57 m/s, comparando este intervalo com a velocidade apresentada na Tabela 13 (9,31 m/s), pode-se concluir que o resultado se encontra dentro dos limites de velocidade da região. Realizando a mesma análise para a boia “Santos”, é possível verificar que a velocidade calculada ultrapassa somente 0,06 m/s do limite superior da faixa de velocidade da região, considerando que a velocidade da boia foi calculada a uma altura de 100 m, ou seja, 10 m acima das velocidades apresentadas no mapa, é possível concluir que o cálculo está dentro dos limites esperados. A boia PIRATA - 19S34W, apresentou em sua velocidade calculada (Tabela 13) uma considerável divergência com relação a faixa de velocidades da região apresentada na Tabela 14, cerca de 1,2 m/s. Dentre as EMA, a estação Arraial do Cabo-A606, apresentou também uma pequena divergência (0,5 m/s), e os demais pontos de coleta, Marambaia-A602, Forte de Copacabana-A652 e Campos - São Tomé-A620, apresentaram divergências consideráveis (entre 1,7 e 4,0 m/s). Entretanto, vale lembrar que as EMA de fato estão localizadas em terra e o mapa acima apresenta a velocidade dos ventos marítimos, sendo assim, é possível que haja um pequeno desvio entre as fontes de comparação, além disso, como a resolução do mapa é de 30 km², o mapa não considera regiões muito próximas das praias, mas sim, regiões com maior distância da costa, regiões essas que, geralmente, apresentam velocidades dos ventos maiores em comparação com as terras próximas ao mar.

4.6. FATOR DE FORMA k

O parâmetro de forma k apresenta a regularidade dos ventos em uma determinada localidade. O cálculo do k para as boias foi realizado através da Equação 8 (ver seção 2.4.5), já para as EMA considerou-se o fator de forma disponibilizado pelo Atlas de Energia Elétrica do Brasil (AMARANTE et al., 2001), Figura 44. Utilizou-se as coordenadas apresentadas na Tabela 6 para identificar a localização geográfica aproximada dos pontos de coleta na Figura 44. A Figura 44 apresenta uma média anual do fator de forma de Weibull (k) no mapa do Brasil.

Figura 44 - Identificação do fator de forma (k) no Atlas de Energia Elétrica do Brasil (2001)



Fonte: (AMARANTE et al., 2001).

Os valores de k para o presente estudo estão representados na Tabela 15.

Tabela 15 - Fator de forma k para os locais de coleta de dados

Fonte	Fator de forma k
19S34W	3,44
Cabo Frio 2	2,51
Santos	2,24
Marambaia-A602	2,00
Forte de Copacabana-A652	2,00
Arraial do Cabo-A606	2,50
Campos - São Tomé-A620	2,50

Fonte: Autor.

Pela Tabela 15, é possível observar que a boia 19S34W apresentou um fator de forma muito alto (acima de 3,0). De acordo com Christófaro (2010), o fator de forma alto significa que os ventos apresentam características muito boas para exploração, pois possuem velocidades com alta regularidade, o que significa um estreitamento na curva de distribuição. Esse alto valor de k , é gerado pelo baixo desvio padrão da velocidade, 1,71 (Tabela 7), encontrado para os ventos na localidade. Conforme GOOS-Brasil (2017), a boia 19S34W do programa PIRATA realiza a coleta de dados do vento a cada 10 minutos, mas só é disponibilizado para fins de estudo a média diária. A média diária reduz a variação da velocidade do vento ao longo do ano e consequentemente fornece um desvio padrão anual menor, portanto o valor do desvio padrão esperado para a localidade da boia 19S34W, seria maior caso os dados extraídos não fossem médias diárias, mas sim a média das coletas registradas a cada 10 minutos (maior variação nas velocidades do vento).

Os demais pontos de coleta apresentaram o fator de forma k localizado entre 1,5 e 3,0. Segundo Amenedo, Diaz e Gomez (2003), geralmente o valor do fator de forma k está localizado entre 1,5 e 3,0 para estudos eólicos. Sendo assim, os demais valores encontrados estão dentro da faixa aceitável nos estudos de energia eólica.

4.7. FATOR DE FORMA c

O fator de escala c define a escala da distribuição de frequência de Weibull e está intimamente relacionado com a velocidade média dos ventos. O cálculo do fator

de escala c foi realizado através da Equação 10 (ver seção 2.4.5). Os resultados estão apresentados na Tabela 16.

Tabela 16 - Fator de escala c para os locais de coleta de dados

Fonte	Fator de escala c (m/s)
19S34W	7,88
Cabo Frio 2	10,49
Santos	9,89
Marambaia-A602	6,01
Forte de Copacabana-A652	4,00
Arraial do Cabo-A606	8,75
Campos - São Tomé-A620	6,93

Fonte: Autor.

Como apresentado na Tabela 16, os valores do fator de escala c encontrados são muito próximos das velocidades apresentadas na Tabela 13, por isso, já era esperado que a boia “Cabo Frio 2” apresentasse o maior fator de escala

4.8. CÁLCULO DA DISTRIBUIÇÃO DE FREQUÊNCIA DE WEIBULL $f(v)$

A determinação da distribuição de velocidades nos pontos de coleta de dados, foi realizada através da distribuição de frequência de Weibull. Para isso, primeiramente calculou-se os fatores de forma e escala, k e c respectivamente, para cada localidade em estudo, e em seguida calculou-se a distribuição de frequência de Weibull através da Equação 6 (ver seção 2.4.5) para as faixas de velocidades entre 0 – 25 m/s, discretizadas em 1 m/s. Conforme explicado anteriormente na seção 2.4.2, esta é a faixa de velocidades que uma turbina eólica costuma operar (MATHEW, 2006). A Tabela 17, apresenta os resultados dos cálculos da distribuição de frequência para cada ponto de coleta de dados, para os pontos localizados em terra (Fonte INMET), foi utilizado para identificação da localidade somente a parte final do nome da estação, ou seja, os quatro últimos dígitos (últimas quatro colunas da Tabela 17).

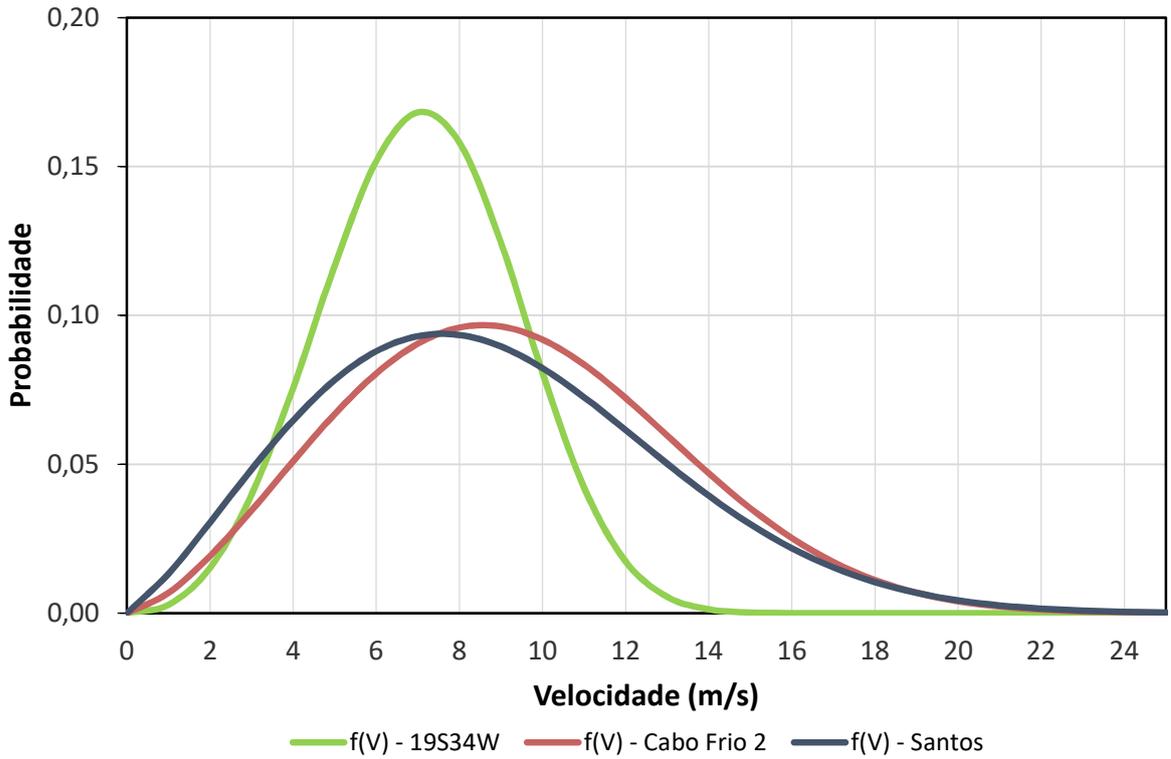
Tabela 17 - Distribuição de frequência de Weibull para cada ponto de coleta de dados

Velocidade (m/s)	<i>f(V) %</i>						
	19S34W	Cabo Frio 2	Santos	A602	A652	A606	A620
0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1	0,28	0,68	1,32	5,28	11,73	1,10	1,96
2	1,52	1,92	3,05	9,73	19,45	3,04	5,35
3	3,98	3,45	4,83	12,75	21,36	5,35	9,08
4	7,57	5,10	6,47	14,06	18,39	7,66	12,28
5	11,67	6,69	7,83	13,77	13,11	9,63	14,21
6	15,18	8,05	8,80	12,26	7,92	10,98	14,47
7	16,82	9,05	9,30	10,05	4,10	11,53	13,13
8	15,81	9,59	9,34	7,65	1,84	11,23	10,69
9	12,45	9,63	8,96	5,43	0,72	10,19	7,81
10	8,07	9,19	8,23	3,60	0,24	8,64	5,13
11	4,22	8,35	7,25	2,24	0,07	6,85	3,02
12	1,73	7,23	6,15	1,31	0,02	5,08	1,59
13	0,55	5,97	5,02	0,72	0,00	3,52	0,75
14	0,13	4,70	3,94	0,37	0,00	2,28	0,31
15	0,02	3,52	2,98	0,18	0,00	1,37	0,12
16	0,00	2,52	2,18	0,08	0,00	0,77	0,04
17	0,00	1,72	1,53	0,04	0,00	0,40	0,01
18	0,00	1,11	1,04	0,01	0,00	0,20	0,00
19	0,00	0,68	0,68	0,01	0,00	0,09	0,00
20	0,00	0,40	0,43	0,00	0,00	0,04	0,00
21	0,00	0,22	0,26	0,00	0,00	0,01	0,00
22	0,00	0,12	0,15	0,00	0,00	0,01	0,00
23	0,00	0,06	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00
24	0,00	0,03	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00
25	0,00	0,01	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00

Fonte: Autor.

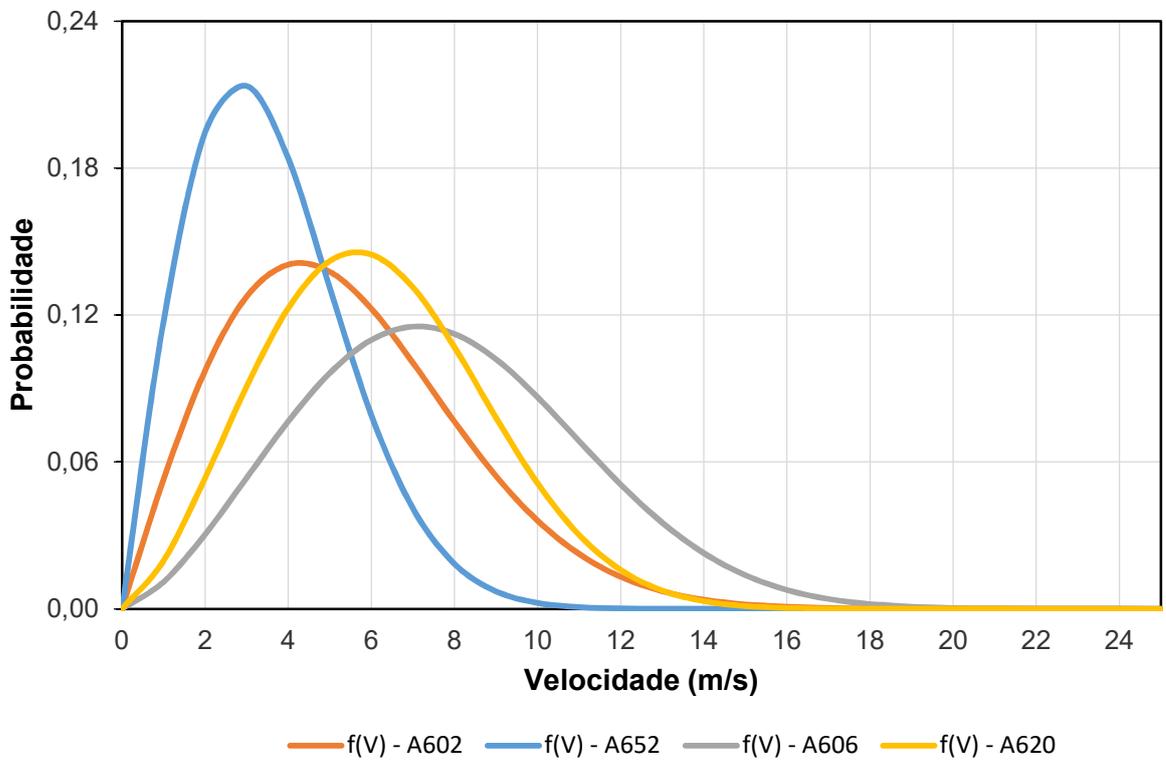
Para facilitar a análise dos resultados da Tabela 17, foram gerados dois gráficos (Figuras 45 e 46). Os pontos de coleta foram divididos em dois gráficos, a Figura 45 apresenta as estações localizados no mar, ou seja, 19S34W, Cabo Frio 2 e Santos. A Figura 46, apresenta as estações localizadas em terra, ou seja, Marambaia-A602, Forte de Copacabana-A652, Arraial do Cabo-A606 e Campos - São Tomé-A620.

Figura 45 - Distribuição de Frequência para os pontos de coleta localizados no mar



Fonte: Autor.

Figura 46 - Distribuição de frequência para os pontos de coleta localizados em terra



Fonte: Autor.

Pela análise da Figura 45, pode-se notar a influência do parâmetro de forma k apresentado na Tabela 15, no perfil das curvas. Na boia 19S34W onde encontrou-se um fator de forma maior do que os demais, nota-se um perfil semelhante a uma curva normal. De acordo com Miguel e Rossi (2004), quando o valor de k situa-se entre 3,0 e 4,0 o perfil da curva de distribuição é semelhante ao da curva normal. Pelo perfil das curvas das boias “Cabo frio 2” e “Santos”, é possível observar grande dispersão na distribuição dos dados, já na boia 19S34W nota-se grande concentração dos dados, indicando assim, uma maior regularidade dos ventos. Adicionando a Tabela 17 nesta análise, verifica-se que na curva da boia 19S34W observa-se grande concentração de ventos em torno da velocidade de 7 m/s e nenhuma presença de vento em velocidades superiores a 15 m/s. Por outro lado, as boias do programa PNBOIA apresentaram também grande participação de ventos com maior velocidade (acima de 12 m/s), isso pode significar um maior número de horas com altas velocidades de vento, conseqüentemente, maior fornecimento energético e maior fator de capacidade.

Realizando a mesma análise para a Figura 46, pode-se observar que a EMA “Forte de Copacabana-A652” possui a maior regularidade na velocidade dos ventos, entretanto, possui em sua maioria ventos de baixa velocidade quando comparado com as demais estações. Mesmo com a maior dispersão das velocidades dos ventos dentre as quatro estações, a estação “Arraial do Cabo-A606” apresenta as maiores velocidades do vento, isso significa grande presença de ventos de alta velocidade durante o ano, o que é favorável para exploração de energia eólica. As curvas das estações “Marambaia-A602” e “Campos - São Tomé-A620”, aparentam significativa semelhança, entretanto, pela análise do gráfico em conjunto com a Tabela 17 é possível concluir que a EMA “Campos - São Tomé-A620” tem maior participação de ventos de maior velocidade do que a estação “Marambaia-A602” ao longo do ano, portanto apresenta melhores condições para geração de energia eólica.

4.9. SELEÇÃO DOS AEROGERADORES E CÁLCULO DA CURVA DE POTÊNCIA

O cálculo da produção energética de cada localidade pode variar de acordo com o aerogerador empregado. Por essa razão, para determinação do potencial eólico é necessário a seleção dos possíveis aerogeradores empregados na localidade. Neste trabalho foram selecionados quatro aerogeradores de fabricantes diferentes.

Os fabricantes selecionados no estudo foram: Vestas, Enercon, Siemens e GE, pois de acordo com EWEA (2009), esses são quatro dos principais fornecedores mundiais de aerogeradores e em 2016 foram as empresas que mais realizaram instalações de aerogeradores na Europa (EWEA, 2016). Os aerogeradores foram selecionados de acordo com a faixa de *cut-in* de cada máquina apresentada pelo catálogo dos fabricantes, ou seja, de acordo com a velocidade inicial do vento necessária para o aerogerador iniciar a produção de energia elétrica. Para isso, foi utilizada a velocidade média extrapolada a 100 m, conforme Tabela 13. As turbinas com valor de *cut-in* inferior a menor velocidade média apresentada no estudo (4,28 m/s) e com maior potencial nominal foram selecionadas. Os aerogeradores selecionados no estudo e suas principais características estão apresentados na Tabela 18.

Tabela 18 - Características técnicas dos aerogeradores selecionados

Fabricante	Vestas	Enercon	Siemens	GE
Nome	V136/3450	E141/4200	SWT-7.0-154	Haliade* 150-6MW
Potência Nominal (MW)	3,45	4,2	7,0	6,0
Cut-in (m/s)	2,50	2,0	3,0	3,0
Cut-out (m/s)	22,0	25,0	25,0	25,0
Diâmetro do Rotor (m)	136	141	154	150
Área Varrida (m ²)	14.527	15.615	18.627	17.860

Adaptado de: (THEWINDPOWER, 2017).

As características técnicas apresentadas na Tabela 18 junto com as constantes pré-definidas na seção 3.11., foram transportadas para o software *MS Excel* e a tabela de potência (Tabela 19) foi construída para cada faixa de velocidade com base nas Equação 1 e 4 (ver seção 2.4.1 e 2.4.3). Os resultados dos cálculos de potência para os aerogeradores selecionados estão apresentados na Tabela 19.

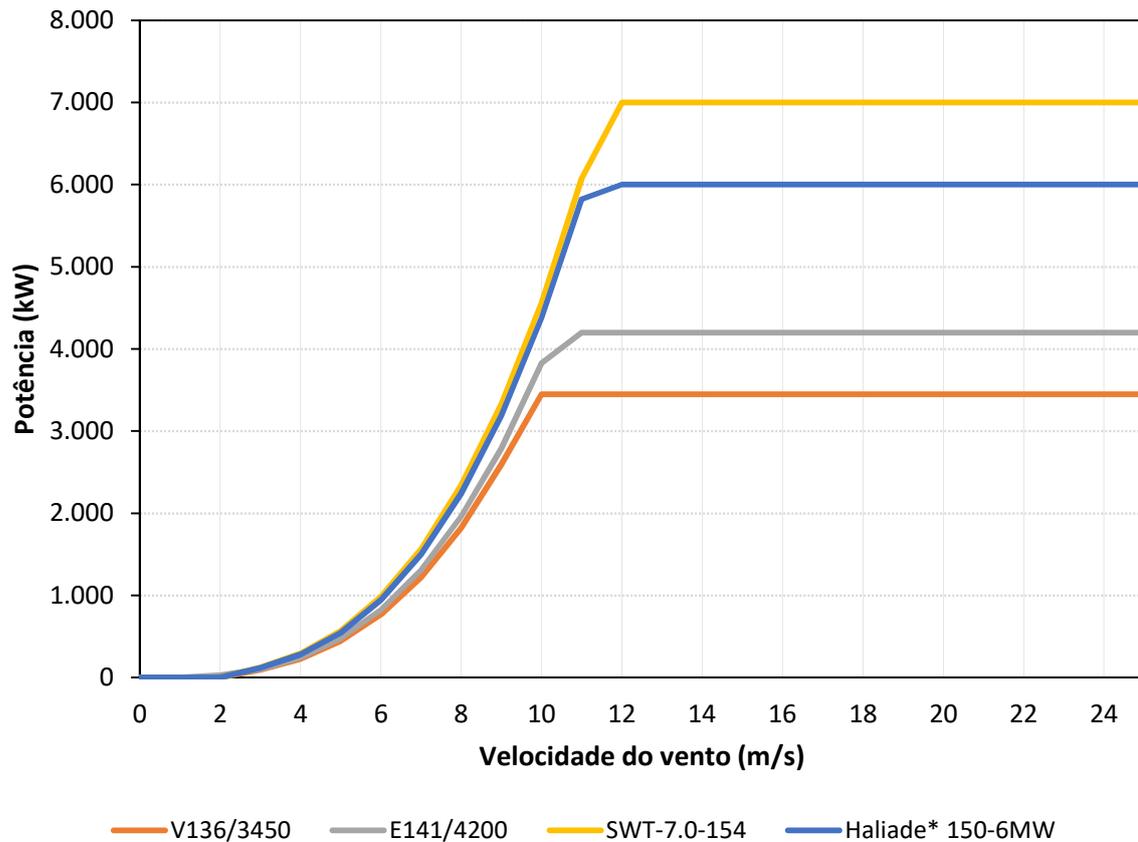
Tabela 19 - Tabela de Potência dos aerogeradores selecionados

Velocidade (m/s)	Potência (kW)			
	V136/3450	E141/4200	SWT-7.0- 154	Haliade* 150-6MW
0	0	0	0	0
1	0	0	0	0
2	0	31	0	0
3	96	103	123	118
4	228	245	292	280
5	445	478	570	547
6	769	826	986	945
7	1.221	1.312	1.565	1.501
8	1.822	1.959	2.337	2.240
9	2.595	2.789	3.327	3.190
10	3.450	3.826	4.564	4.376
11	3.450	4.200	6.074	5.824
12	3.450	4.200	7.000	6.000
13	3.450	4.200	7.000	6.000
14	3.450	4.200	7.000	6.000
15	3.450	4.200	7.000	6.000
16	3.450	4.200	7.000	6.000
17	3.450	4.200	7.000	6.000
18	3.450	4.200	7.000	6.000
19	3.450	4.200	7.000	6.000
20	3.450	4.200	7.000	6.000
21	3.450	4.200	7.000	6.000
22	3.450	4.200	7.000	6.000
23	3.450	4.200	7.000	6.000
24	3.450	4.200	7.000	6.000
25	3.450	4.200	7.000	6.000

Fonte: Autor.

Com os valores de potência para cada faixa de velocidade apresentados na Tabela 19, é possível plotar a curva de potência para cada aerogerador. A Figura 47, apresenta a curva de potência para os quatro aerogeradores definido no estudo.

Figura 47 - Curva de potência das turbinas selecionadas



Fonte: Autor.

Como é possível observar na Figura 47, a maior potência é alcançada pelo aerogerador SWT-7.0-154. Esta potência de 7.000 kW é alcançada na velocidade de 12 m/s e em seguida é estabilizada, ou seja, independente do aumento da velocidade do vento, a potência permanece constante. A curva com a menor potência apresentada foi para o aerogerador V136/3450, indicando que atinge sua potência máxima em aproximadamente 10,5 m/s. Pela análise da curva de potência, junto com a Tabela 19, conclui-se que a menor zona de *cut-in* apresentada é da turbina E141/4200, ou seja, a turbina que pode gerar energia elétrica com a menor velocidade dos ventos, logo é a mais apropriada para regiões com média de velocidade menores.

4.10. CÁLCULO DA ENERGIA PRODUZIDA (EP)

Após a determinação da curva de potência para cada aerogerador, a energia anual para cada faixa de velocidade pode ser calculada. Este cálculo foi realizado através da Equação 13 em conjunto com os resultados apresentados nas Tabelas 17

e 19. Para melhor análise, os resultados foram divididos em 4 tabelas, cada tabela apresenta os cálculos para um determinado aerogerador selecionada no estudo nos pontos de coleta de dados e estão apresentas nas Tabelas 20 a 23.

Tabela 20 - Produção de energia para cada valor de velocidade no aerogerador V136/3450

Produção de Energia (MWh) - V136/3450							
Velocidade (m/s)	19S34W	Cabo Frio 2	Santos	A602	A652	A606	A620
0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0
3	34	29	41	107	180	45	76
4	151	102	129	281	367	153	245
5	455	261	305	537	511	375	554
6	1.022	542	592	826	533	740	974
7	1.799	968	995	1.075	439	1.233	1.405
8	2.523	1.531	1.491	1.221	293	1.792	1.706
9	2.829	2.188	2.036	1.233	163	2.317	1.776
10	2.439	2.776	2.486	1.088	73	2.613	1.550
11	1.274	2.522	2.192	677	22	2.071	912
12	524	2.184	1.858	396	6	1.535	481
13	165	1.803	1.516	218	1	1.063	226
14	39	1.419	1.191	113	0	688	95
15	7	1.065	902	55	0	415	35
16	1	761	658	25	0	233	12
17	0	518	463	11	0	122	3
18	0	336	314	5	0	59	1
19	0	207	206	2	0	27	0
20	0	121	130	1	0	11	0
21	0	67	79	0	0	4	0
22	0	35	46	0	0	2	0
23	0	18	26	0	0	1	0
24	0	8	14	0	0	0	0
25	0	4	7	0	0	0	0
Total	13.262	19.467	17.680	7.869	2.588	15.499	10.051

Fonte: Autor.

Na Tabela 20, é possível verificar que a boia Cabo Frio 2 apresentou a maior produção de energia anual 19,5 GWh (soma total da coluna). A média anual apresentada em todas as estações pelo aerogerador V136/3450 foi de 12,6 GWh e a

velocidade que apresentou a maior média de geração de energia elétrica anual foi 10 m/s, com uma média de 1,9 GWh.

Tabela 21 - Produção de energia para cada valor de velocidade no aerogerador E141/4200

Velocidade (m/s)	Produção de Energia (MWh) - E141/4200						
	19S34W	Cabo Frio 2	Santos	A602	A652	A606	A620
0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0	0
2	4	5	8	26	52	8	14
3	36	31	44	115	193	48	82
4	162	109	139	302	395	164	263
5	489	280	328	577	549	403	595
6	1.099	583	637	887	573	795	1.047
7	1.933	1.041	1.069	1.156	471	1.325	1.510
8	2.712	1.646	1.603	1.312	315	1.927	1.834
9	3.041	2.352	2.188	1.326	175	2.490	1.909
10	2.704	3.079	2.757	1.207	81	2.897	1.718
11	1.552	3.071	2.669	824	26	2.522	1.111
12	638	2.659	2.262	482	7	1.869	585
13	201	2.195	1.846	265	2	1.295	275
14	47	1.728	1.450	137	0	837	115
15	8	1.297	1.098	67	0	505	43
16	1	927	802	31	0	284	14
17	0	631	564	13	0	149	4
18	0	409	383	5	0	72	1
19	0	252	250	2	0	33	0
20	0	147	158	1	0	14	0
21	0	82	96	0	0	5	0
22	0	43	56	0	0	2	0
23	0	22	32	0	0	1	0
24	0	10	17	0	0	0	0
25	0	5	9	0	0	0	0
Total	14.628	22.602	20.466	8.736	2.840	17.645	11.122

Fonte: Autor.

A Tabela 21, apresenta a energia gerada anualmente para cada velocidade e estação no aerogerador E141/4200. É possível observar por esta tabela, que o aerogerador E141/4200 inicia a geração de energia com a velocidade do vento em 2 m/s, diferente do apresentado na Tabela 20 para o aerogerador V136/3450, que inicia a produção de energia com a velocidade do vento em 3 m/s. Isto acontece devido a velocidade de *cut-in* do aerogerador E141/4200 (2 m/s) apresentada na Tabela 18,

pois este aerogerador inicia a produção de energia em velocidades inferiores aos demais aerogeradores selecionados neste trabalho. Por essa razão, a turbina E141/4200 é a mais indicada para localidades com baixas velocidades dos ventos. Como já esperado, a maior produção de energia anual é realizada pela boia Cabo Frio 2 (22,6 GWh) e a velocidade que apresentou a maior média de produção anual de energia foi novamente 10 m/s (2,1 GWh). Média anual de produção de energia em todas as estações foi de 14,3 GWh.

Tabela 22 -Produção de energia para cada valor de velocidade no aerogerador SWT-7.0-154

Velocidade (m/s)	Produção de Energia (MWh) - SWT-7.0-154						
	19S34W	Cabo Frio 2	Santos	A602	A652	A606	A620
0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0
3	43	37	52	138	231	58	98
4	194	130	166	360	471	196	314
5	583	334	391	688	655	481	710
6	1.311	695	760	1.059	684	948	1.249
7	2.306	1.241	1.275	1.378	562	1.581	1.801
8	3.235	1.963	1.912	1.565	376	2.298	2.188
9	3.627	2.806	2.611	1.581	208	2.971	2.277
10	3.226	3.672	3.289	1.439	97	3.456	2.050
11	2.244	4.441	3.860	1.192	38	3.647	1.606
12	1.064	4.431	3.770	803	11	3.115	975
13	336	3.659	3.076	442	3	2.158	459
14	79	2.880	2.417	229	1	1.396	192
15	13	2.161	1.830	112	0	842	72
16	2	1.545	1.336	51	0	473	24
17	0	1.052	940	22	0	248	7
18	0	681	638	9	0	120	2
19	0	420	417	4	0	54	0
20	0	246	263	1	0	23	0
21	0	136	160	0	0	9	0
22	0	72	94	0	0	3	0
23	0	36	53	0	0	1	0
24	0	17	29	0	0	0	0
25	0	8	15	0	0	0	0
Total	18.263	32.664	29.355	11.074	3.337	24.078	14.024

Fonte: Autor.

A Tabela 22, apresenta a energia gerada anualmente para cada velocidade no aerogerador SWT-7.0-154. Está é a turbina com a maior capacidade nominal (7,0 MW) selecionada no estudo, por isso apresentou também, os maiores valores de geração de energia. Assim como nos outros aerogeradores, a boia Cabo Frio 2 apresentou a maior produção anual de energia, no total 32,7 GWh. A velocidade com a maior média de produção de energia foi 10 m/s (2,5 GWh) e a média anual apresentada pelo aerogerador em todas as estações foi de 19,3 GWh.

Tabela 23 - Produção de energia para cada valor de velocidade no aerogerador Haliade* 150-6MW

Produção de Energia (MWh) - Haliade* 150-6MW							
Velocidade (m/s)	19S34W	Cabo Frio 2	Santos	A602	A652	A606	A620
0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0
3	41	36	50	132	221	55	94
4	186	125	159	345	451	188	301
5	559	320	375	660	628	462	681
6	1.257	667	728	1.015	655	909	1.198
7	2.211	1.190	1.223	1.322	539	1.515	1.727
8	3.102	1.882	1.834	1.501	361	2.204	2.098
9	3.478	2.690	2.503	1.516	200	2.849	2.183
10	3.093	3.521	3.153	1.380	93	3.314	1.966
11	2.151	4.258	3.701	1.143	37	3.497	1.540
12	912	3.798	3.232	688	10	2.670	836
13	288	3.136	2.637	379	2	1.849	393
14	68	2.469	2.072	196	0	1.196	165
15	12	1.852	1.569	96	0	722	61
16	1	1.324	1.145	44	0	406	20
17	0	902	806	19	0	212	6
18	0	584	547	8	0	103	2
19	0	360	358	3	0	47	0
20	0	211	226	1	0	19	0
21	0	117	137	0	0	8	0
22	0	62	80	0	0	3	0
23	0	31	45	0	0	1	0
24	0	15	25	0	0	0	0
25	0	7	13	0	0	0	0
Total	17.359	29.556	26.617	10.448	3.198	22.228	13.271

Fonte: Autor.

A Tabela 23, apresenta a energia gerada anualmente para cada velocidade e estação no aerogerador Haliade* 150-6MW. A fonte de coleta com maior produção de energia foi a boia Cabo Frio 2 com um total de 29,6 GWh. A velocidade com a maior média de produção de energia foi 10 m/s (2,4 GWh) e a média anual apresentada pelo aerogerador em todas as estações foi de 17,9 GWh.

Após a análise das Tabelas 20 a 23, pode-se observar que as estações Cabo Frio 2 e Santos apresentaram grande produção de eletricidade em velocidades superiores a 15 m/s, além disso, demonstram maiores variações nas velocidades do vento ao longo do ano. Geralmente, não é desejável em empreendimentos eólicos, grandes variações dos ventos nos locais de instalação do parque eólico, pois a variação resulta em menor previsibilidade da geração energética. Entretanto, mesmo com as variações apresentadas, a energia produzida por esses pontos de coleta mostrou-se maior que a energia produzida pelas demais estações, o que torna esses pontos de coleta de dados melhores opções para geração de energia. Seguindo a distribuição de frequência apresentada na seção 4.8., as estações 19S34W e A602 apresentaram menor variação na geração de energia.

4.11. PRODUÇÃO ANUAL TOTAL DE ENERGIA (PATE) E FATOR DE CAPACIDADE (FC)

A Tabela 24 apresenta a produção anual total de energia, calculada de acordo com a Equação 14, para os quatro aerogeradores selecionados em todos os pontos de coleta de dados.

Tabela 24 - Produção anual total de energia para nos pontos de coleta do estudo

Ponto de coleta	V136/3450 (MWh)	E141/4200 (MWh)	SWT-7.0-154 (MWh)	Haliade* 150-6MW (MWh)
19S34W	13.262	14.628	18.263	17.359
Cabo Frio 2	19.467	22.602	32.664	29.556
Santos	17.680	20.466	29.355	26.617
A602	7.869	8.736	11.074	10.448
A652	2.588	2.840	3.337	3.198
A606	15.499	17.645	24.078	22.228
A620	10.051	11.122	14.024	13.271

Fonte: Autor.

Pela Tabela 24 é possível concluir que o ponto de coleta com maior potencial de geração de energia é a boia Cabo Frio 2 e a menor geração de energia é apresentada na estação A652.

A Tabela 25 apresenta a potência nominal e a energia disponível anualmente calculada conforme Equação 15, para cada turbina selecionada no estudo.

Tabela 25 - Energia anual disponível para cada aerogerador do estudo

Aerogerador	Potência Nominal (kW)	Energia Disponível (MWh)
V136/3450	3.450	30.222
E141/4200	4.200	36.792
SWT-7.0-154	7.000	61.320
Haliade* 150-6MW	6.000	52.560

Fonte: Autor.

Com a energia disponível para cada aerogerador apresentada na Tabela 25 e a produção anual total de energia em cada ponto de coleta de dados apresentada na Tabela 24, calculou-se através da Equação 5 o fator de capacidade para cada aerogerador em cada ponto de coleta de dados, Tabela 26. O fator de capacidade é fundamental para auxiliar na avaliação da viabilidade técnica e econômica do parque eólico, pois parques com um FC muito baixo, apresentam baixa utilização dos recursos e consecutivamente baixa produção energética.

Tabela 26 - Fator de capacidade das turbinas selecionadas em cada ponto de coleta de dados

Ponto de coleta	V136/3450 (%)	E141/4200 (%)	SWT-7.0-154 (%)	Haliade* 150-6MW (%)
19S34W	44	40	30	33
Cabo Frio 2	64	61	53	56
Santos	59	56	48	51
A602	26	24	18	20
A652	9	8	5	6
A606	51	48	39	42
A620	33	30	23	25

Fonte: Autor.

De acordo com Ameden, Diaz e Gomez (2003), são aceitáveis os valores do fator de capacidade superior a 25% e bom quando superior a 30%, estes valores foram

considerados como referência para os pontos de coleta de dados situados em terra. Já para os pontos de coleta situados no mar, segundo Viterbo (2008), o fator de capacidade bom é de aproximadamente 45%. Com base nestes valores e analisando a Tabela 26, pode-se considerar que os pontos de coleta Cabo Frio 2, Santos e A606 (Arraial do Cabo), apresentam boas condições para exploração de energia eólica em todos os aerogeradores considerados no estudo. Os altos valores de capacidade apresentados por estes pontos de coleta podem ser explicados pela produção de energia em altas velocidades do vento, vide Tabelas 20 a 23, isso faz com que o equipamento trabalhe com sua potência nominal por um maior número de horas no período, o que aumenta o seu fator de capacidade.

O ponto de coleta 19S34W apresenta bom fator de capacidade para o aerogerador V136/3450 e aceitável para o E141/4200, entretanto baixos valores para os dois aerogeradores de maior potência nominal. O ponto de coleta A602 (Marambaia) apresenta aceitável valor de capacidade somente para o aerogerador V136/3450 e valores baixos para os outros aerogeradores. O ponto de coleta A652 (Forte de Copacabana), apresenta valores tecnicamente inviáveis para a implantação de um parque eólico *offshore* com qualquer um dos aerogeradores considerados no estudo. Por fim, o ponto de coleta A620 (Campos - São Tomé), apresenta bons fatores de capacidade para os aerogeradores V136/3450 e E141/4200, aceitável para o aerogerador Haliade* 150-6MW e baixo para o aerogerador SWT-7.0-154. Os valores de capacidade inferiores apresentados por estes pontos de coleta de dados, podem ser explicados pela baixa produção de energia acima da velocidade onde o aerogerador atinge sua potência nominal, vide Tabela 19. Esta condição propicia menor tempo de utilização do equipamento em sua potência nominal, o que consecutivamente leva a uma menor utilização do equipamento e menor fator de capacidade.

Para auxiliar na escolha da localidade de implementação do parque *offshore*, a Tabela 27 foi elaborada e apresenta um resumo dos principais resultados encontrados no trabalho. Pela Tabela 27, é possível observar que apesar do ponto de coleta 19S34W ter apresentado o maior fator de forma dentre os outros pontos de coleta do estudo, não apresentou a maior produção de energia (Energia Prod. ano na tabela). Isso pode ser explicado pela velocidade média na altura de referência (Velocidade média a 100 m (m/s) na tabela), como a velocidade do ponto 19S34W é inferior à de outros pontos de coleta apresentados na Tabela 27, sua produção de energia anual

foi menor, portanto a baixa variação da velocidade do vento fornecida pelo alto fator de forma atinge melhores condições de produção de energia, quando acompanhada de altas velocidades do vento. A Tabela 27 apresenta também o número de dias trabalhados por cada aerogerador em cada ponto de coleta no ano e a quantidade de energia produzida por dia.

Com bases nas informações apresentadas na Tabela 27, o ponto de coleta escolhido para a instalação do parque eólico *offshore* foi a boia Cabo Frio 2. A velocidade média dos ventos na altura de referência nesta localidade, mostrou-se superior aos demais pontos de coleta, o que forneceu a maior produção de energia calculada neste estudo. O aerogerador selecionado foi o V136/3450 do fabricante Vestas, o critério de seleção do aerogerador considerou somente os aspectos técnicos de produção de energia e não os aspectos financeiros. Este aerogerador apresentou uma boa produção anual de energia e o maior fator de capacidade dentre os outros aerogeradores analisados no estudo, estas características foram definidas como critérios de seleção do aerogerador. O alto fator de capacidade apresentado na localidade significa maior utilização do equipamento, e por isso, o equipamento é capaz de produzir energia com maior constância ao longo do ano, além disso, a maior utilização do equipamento representa um retorno mais rápido sobre o investimento realizado. Pelas justificativas apresentadas, o fator de capacidade foi considerado neste estudo como um dos principais critérios de seleção do aerogerador. O número de dias total em operação pelo aerogerador durante o ano foi de 235, isso representa uma produção de energia mais constante do que as demais turbinas. Esses dias foram calculados através da multiplicação entre o fator de capacidade e número de dias disponíveis no ano (365).

Tabela 27 - Resumo dos resultados encontrados no trabalho

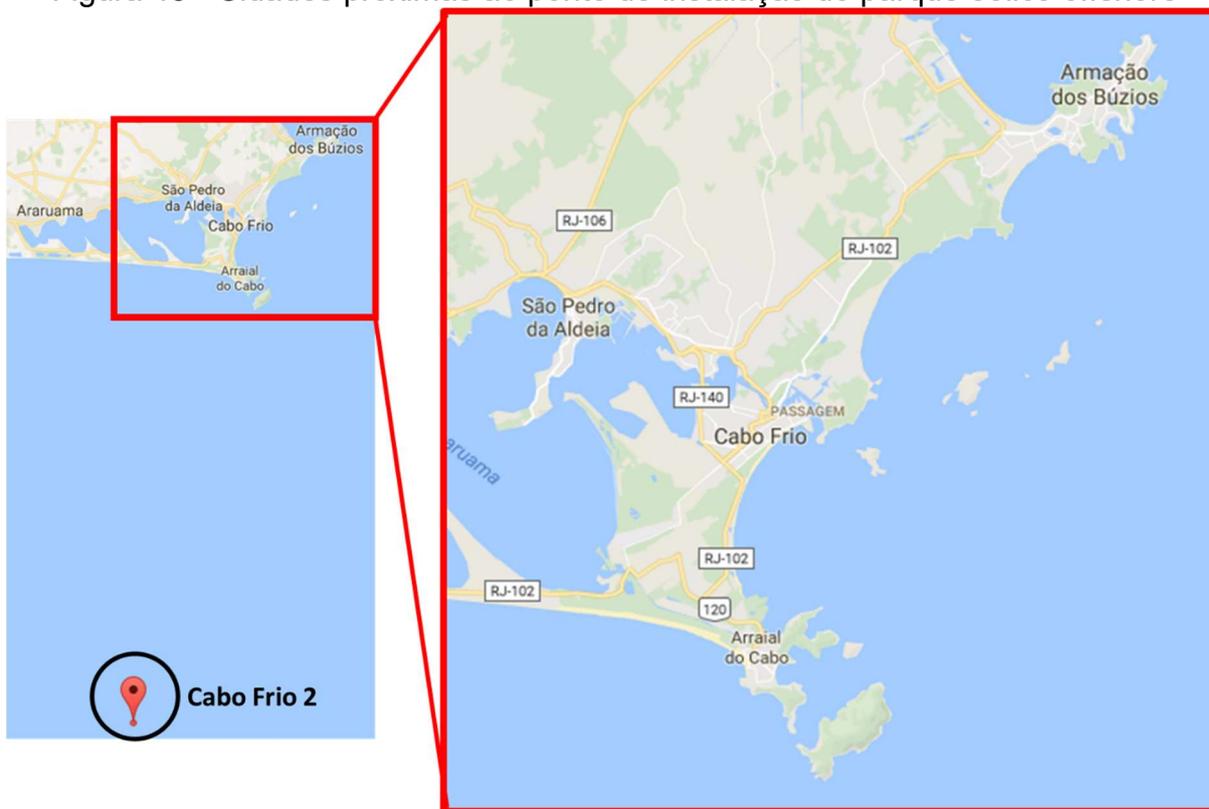
Ponto de coleta		19S34W	Cabo Frio 2	Santos	A602	A652	A606	A620
Velocidade média a 100 m (m/s)		7,08	9,31	8,76	5,38	3,55	7,77	6,15
Fator de forma k		3,44	2,51	2,24	2,00	2,00	2,50	2,50
Fator de escala c (m/s)		7,88	10,49	9,89	6,01	4	8,75	6,93
V136/3450	Energia Prod ano (MWh)	13.262	19.467	17.680	2.588	4.461	15.499	10.051
	Fator de Capacidade (%)	44	64	59	9	15	51	33
	Dias Trabalhados	160	235	214	31	54	187	121
E141/4200	Energia Prod ano (MWh)	14.628	22.602	20.466	2.840	4.884	17.645	11.122
	Fator de Capacidade (%)	40	61	56	8	13	48	30
	Dias Trabalhados	145	224	203	28	48	175	110
SWT-7.0-154	Energia Prod ano (MWh)	18.263	32.664	29.355	3.337	5.887	24.078	14.024
	Fator de Capacidade (%)	30	53	48	5	10	39	23
	Dias Trabalhados	109	194	175	20	35	143	83
Haliade* 150-6MW	Energia Prod ano (MWh)	17.359	29.556	26.617	3.198	5.624	22.228	13.271
	Fator de Capacidade (%)	33	56	51	6	11	42	25
	Dias Trabalhados	121	205	185	22	39	154	92

Fonte: Autor.

4.12. DEFINIÇÃO DO NÚMERO DE AEROGERADORES

Após a definição da região de instalação do parque eólico *offshore* (fonte de coleta de dados Cabo Frio 2) e do modelo do aerogerador (V136/3450) utilizado pelo parque, definiu-se o número de aerogeradores necessários para atender a demanda energética da região. Primeiramente é necessário dimensionar a demanda energética anual (DAE) atendida pelo parque, para isso foi utilizado o aplicativo Google Maps para identificar as cidades próximas do local de instalação do parque eólico *offshore*. Conforme apresentado na Figura 48, as cidades selecionadas foram: Armação dos Búzios, Arraial do Cabo, Cabo Frio e São Pedro da Aldeia.

Figura 48 - Cidades próximas ao ponto de instalação do parque eólico offshore



Adaptado de: (GOOGLE MAPS, 2017)

A Tabela 28 apresenta o consumo total de energia elétrica nesses municípios por ano.

Tabela 28 - Consumo de energia elétrica por classe de consumidores em cada cidade selecionada no estudo

Cidade	Consumo de energia elétrica (MWh) por classes de consumidores por ano					
	Residencial	Industrial	Comercial	Rural	Outros	Total
Armação dos Búzios	57.176	497	34.708	347	10.608	103.336
Arraial do Cabo	29.091	1.485	7.660	58	8.090	46.384
Cabo Frio	183.490	8.544	78.557	1.652	52.331	324.574
São Pedro da Aldeia	68.119	2.129	22.452	1.250	26.345	120.294
Total	337.876	12.655	143.377	3.306	97.374	594.588

Fonte: (FUNDAÇÃO CEPERJ, 2013)

Pela Tabela 28 pode-se observar que o maior consumo energético na região é residencial. De acordo com o anuário estatístico de energia elétrica do EPE (2016), a região sudeste é a região com maior consumo energético residencial médio, com um total de 243 kWh / mês por domicílio. Sendo assim, a demanda energética residencial total das cidades selecionadas, representa aproximadamente a demanda de 115.870

domicílios por ano na região. Com base no consumo total de 594.588 MWh apresentado na tabela acima e da energia anual produzida (19.467 MWh) pelo aerogerador V136/3450, é possível identificar pela Equação 16 o número de aerogeradores do parque *offshore*. O cálculo do número de aerogeradores considera a demanda energética do local de instalação do parque *offshore*, dividida pela energia total calculada para o aerogerador selecionado (V136/3450), sendo que o tempo de manutenção não é considerado. Chegou-se então no número total de 31 aerogeradores do modelo V136/3450 para o parque eólico *offshore* em estudo, com uma produção energética anual estimada de 603.477 MWh e uma capacidade instalada de 106,95 MW.

Comparando os resultados encontrados neste estudo com parques eólicos *offshore* que estão atualmente em operação, podemos ver grande proximidades nos resultados. De acordo com EWEA (2017), em 2016 a fabricante Shanghai Electric instalou 28 turbinas (3,6 MW) na China, acumulando assim, uma capacidade instalada total de 100,8 MW, valor próximo ao parque proposto pelo estudo. Segundo Vanhellemont e Ruddick (2014), o parque eólico *offshore* Kentish Flats/1 no Reino Unido, possui uma capacidade instalada de 90,0 MW distribuída em 30 aerogeradores (3,0 MW).

4.13. DEFINIÇÃO DO LOCAL DE INSTALAÇÃO DO PARQUE EÓLICO

A etapa final consiste na definição do local de instalação do parque eólico, seleção do tipo de fundação e elaboração do layout do parque proposto. O dado de entrada para a definição do local foram as coordenadas do ponto de coleta Cabo Frio 2, conforme apresentado na Tabela 6 (latitude -23.63° e longitude -42.20°). A distância deste do ponto de coleta de dados até a costa, é de aproximadamente 74 km, vide Figura 49. De acordo com a carta náutica número 1508 do Centro de Hidrografia da Marinha do Brasil (2017), a boia Cabo Frio 2 localiza-se em águas marinhas com uma profundidade entre 120 e 129 metros. Conforme explicado na seção 2.3.3, para profundidades acima de 100 metros, a indústria eólica *offshore* não considera mais fundações do tipo base fixa, mas sim fundações de base flutuante. A utilização de bases flutuantes dificultaria a instalação de um parque eólico *offshore* no país, pois como a energia eólica *offshore* ainda é um tema imaturo no país, a complexidade apresentada por bases flutuantes poderia ser um obstáculo para este tipo de

empreendimento, além disso, as fundações de base flutuante necessitam de um investimento econômico, superior ao de base fixa. Apesar de apresentar as melhores condições para produção de energia eólica *offshore*, o local do ponto de coleta Cabo Frio 2 apresenta elevada complexidade de instalação de um parque eólico *offshore*, devido as grandes profundidades encontradas na região, por isso, este trabalho optou pela seleção de outra localidade para instalação do parque eólico.

O trabalho buscou identificar outras localidades que possuíssem boas condições para produção de energia eólica *offshore*, entretanto localizadas em menores profundidades marinhas, e assegurando assim, a utilização da fundação do tipo base fixa. Para isso, o local de instalação do ponto de coleta Santos com a segunda maior produção energética (Tabela 27), fornecida pelo aerogerador V136/3450 (modelo selecionado), foi analisado. De acordo com a carta náutica número 23200 do Centro de Hidrografia da Marinha do Brasil (2017), e conforme as coordenadas apresentadas na Tabela 6 (latitude -25.70° e longitude -45.14°), o ponto de coleta Santos localiza-se em profundidades entre 92 e 103 metros. Esses valores representam grandes profundidades, e são próximos ao limite de 100 m de profundidade para as fundações de base fixa. Portanto, o ponto de coleta Santos também não foi considerado como local de instalação. Analisou-se então, o ponto de coleta A606 - Arraial do Cabo que possui a terceira maior produção energética (Tabela 27), fornecida pelo aerogerador V136/3450. Este ponto de coleta de dados localiza-se em terra, portanto é necessário que o local de instalação seja deslocado em direção ao mar. Para reduzir os efeitos da variação do vento e os impactos sociais causados pelo parque na população costeira, foi determinado que o local de instalação do parque seria deslocado para um raio de até 10 km, chegou-se então na latitude -22.94° e longitude -41.94° . Conforme a carta náutica número 1505 do Centro de Hidrografia da Marinha do Brasil (2017), o local de instalação do ponto de coleta A606-Arraial do Cabo localiza-se em profundidade entre 43 e 44 metros. Estes valores diminuem a complexidade do empreendimento e estão abaixo da profundidade limite para fundações de base fixa, portanto, essa localização pode ser considerada como ponto de instalação do parque eólico offshore.

A Figura 49, apresenta aproximadamente o local de instalação do parque eólico (representado pelo número 2) e o local do ponto de coleta de dados (representado pelo número 1), a distância entre os dois pontos é de aproximadamente 10 km.

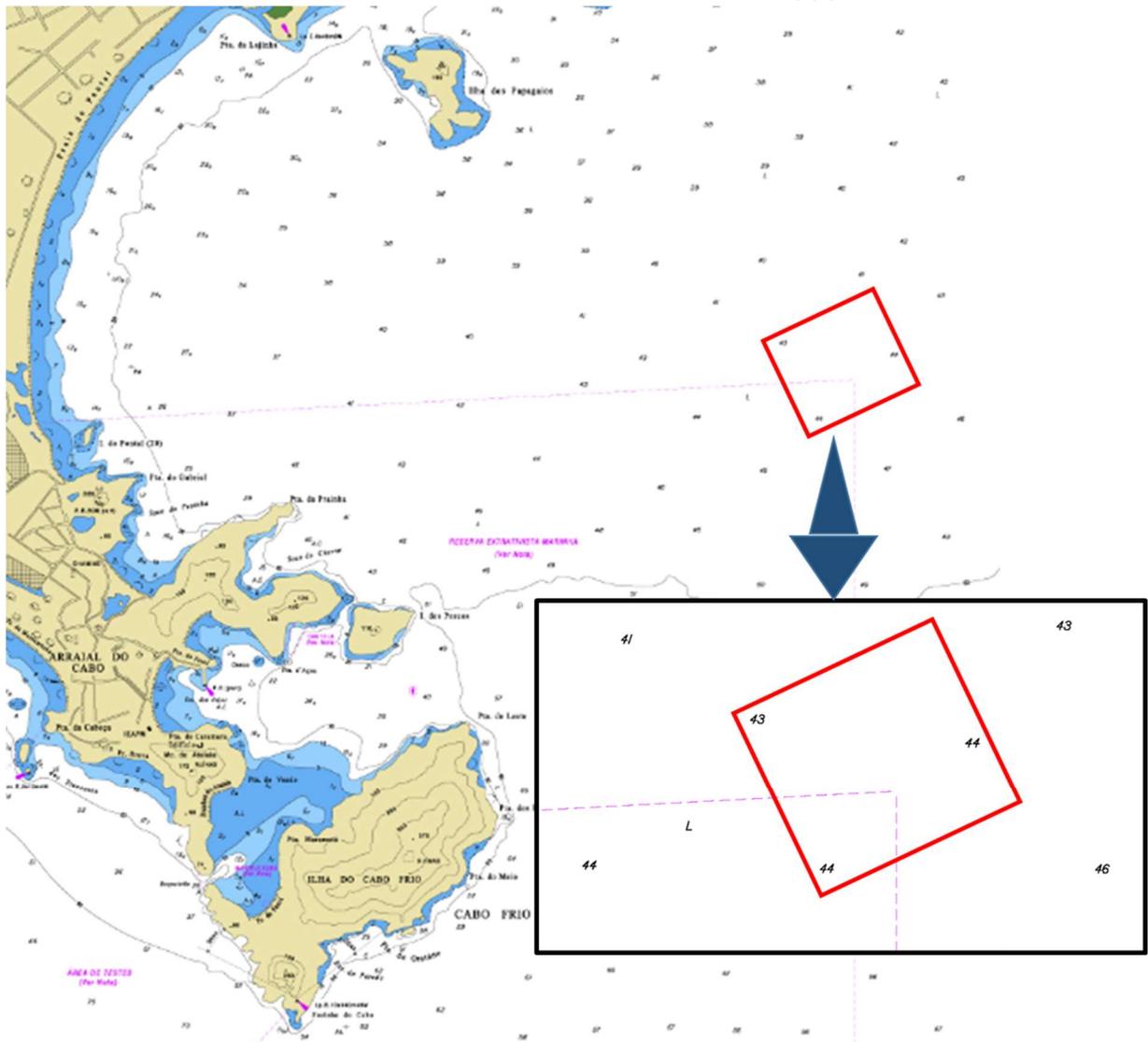
Figura 49 - Representação aproximada do ponto de coleta de dados (número 1) e local de instalação do parque eólico offshore (número 2)



Adaptado de: (GOOGLE MAPS, 2017).

O local de instalação do parque situa-se a uma distância de aproximadamente 10 km da costa de Cabo Frio. De acordo com EWEA (2017), em 2016 a distância média da costa dos parques eólicos *offshore* foi de 43,5 km e a profundidade 29,2 m. O parque em análise apresentou uma distância da costa inferior à média europeia, pois o litoral de Cabo Frio atinge grandes profundidades em curtas distâncias. A Figura 50, apresenta a localização do parque proposto, em vermelho, na carta náutica 1505 do Centro de Hidrografia da Marinha do Brasil.

Figura 50 - Local de instalação proposto para o parque eólico offshore destacado em vermelho na carta náutica número 1505



Adaptado de: (CENTRO DE HIDROGRAFIA DA MARINHA, 2017).

Pela Figura 50, é possível observar que o parque proposto se encontra em profundidades entre 43 e 44 metros. Para esta profundidade, é possível utilizar dois tipos de fundação de base fixa, Tripilar e Jaqueta. A Tripilar é comumente utilizada até 50 m de profundidade, já a Jaqueta pode atingir até 200 m. De acordo com EWEA (2017), 12% das turbinas *offshore* instaladas na Europa em 2016, utilizaram fundação Jaqueta, por outro lado nenhuma turbina utilizou a fundação Tripilar. Atualmente 6,6% das turbinas *offshore* da Europa utilizam a fundação Jaqueta e somente 1,9% utilizam a fundação Tripilar. Seguindo a tendência Europeia, e considerando que a utilização da fundação Tripilar estaria próxima do limite de sua capacidade (50 m de

profundidade), para o parque proposto neste estudo, o tipo de fundação selecionada foi a Jaqueta.

Com a alteração do local de instalação do parque eólico offshore, é necessário determinar o número de aerogeradores para a nova localidade. Com base no consumo total de 594.588 MWh apresentado na Tabela 28 e da energia anual produzida (15.499 MWh) pelo aerogerador V136/3450 apresentada na Tabela 27 para o ponto de coleta A606 - Arraial do Cabo, é possível identificar pela Equação 16 o número de aerogeradores do parque offshore. Chegou-se então no número total de 39 aerogeradores do modelo V136/3450 para o parque eólico offshore em estudo, com uma produção energética anual estimada de 604.461 MWh e uma capacidade instalada de 134,55 MW.

Após a definição da localização e tipo de fundação dos aerogeradores do parque *offshore*, o *layout* do parque foi definido. O *layout* foi elaborado visando reduzir o efeito esteira, mencionada na seção 2.3.4. Para isso o espaçamento entre os aerogeradores considerado foi de 8 vezes o diâmetro do rotor, conforme (KOPP, 2010).

5. CONCLUSÃO

O trabalho apresentou uma visão geral sobre o panorama da energia eólica *offshore* no Brasil e no mundo. Através da revisão da literatura apresentada no trabalho, constatou-se o evidente crescimento desta tecnologia no mundo e especialmente nos países europeus. Apesar de ser o maior produtor de energia eólica *onshore* da América Latina, o Brasil ainda não iniciou o desenvolvimento da tecnologia eólica *offshore*. Entretanto, estudos já empregados no litoral brasileiro mostram que a ZEE do país oferece grande potencial para exploração de energia eólica *offshore*. Com a queda do preço e desenvolvimento acelerado da tecnologia *offshore* no mundo, bem como as vantagens quando comparado com a tecnologia *onshore*, espera-se que nos próximos anos a tecnologia eólica *offshore* seja considerada na matriz energética do país, visto que o futuro da energia eólica apresenta grande possibilidade de ser no mar.

A metodologia desenvolvida neste trabalho é de fácil utilização e de ferramentas com livre acesso, o que permite sua reprodução em futuros estudos na área de energia eólica *offshore* no litoral Brasileiro, desde que haja disponibilidade de pontos de coleta de dados. Sendo assim, a metodologia proposta no trabalho pode ser considerada como importante contribuição para a escassa literatura brasileira de energia eólica *offshore*.

Com base nos dados coletados através de boias oceânicas e estações meteorológicas automáticas, calculou-se a distribuição de frequência de Weibull e o fator de capacidade em diferentes pontos de coleta para diferentes modelos de aerogeradores na zona costeira da região sudeste. Os pontos de coleta analisados neste estudo, comprovaram que na costa sudeste do Brasil existem velocidades de ventos capazes de produzir considerável quantidade de energia eólica. Os pontos de coleta Santos e A606 - Arraial do Cabo, apresentaram fatores de capacidade próximos ou superiores a 0,45 e altas médias anuais de velocidades do vento (8,76 m/s e 7,77 m/s respectivamente), o que indica bom aproveitamento dos recursos e alta produção energética. O ponto de coleta 19S34W, localizado na costa do estado do Espírito Santo, apresentou baixa variação nas velocidades do vento, isso indica uma produção de energia mais estável. Os demais pontos de coleta (A602 - Marambaia, A652 - Forte de Copacabana e A620 - Campos-São Tomé) não apresentaram grandes velocidades ou fatores de capacidades, o que os torna tecnicamente pouco atrativos para

implantação de parques eólicos *offshore*. O ponto de coleta Cabo Frio 2, localizado no litoral do estado do Rio de Janeiro, apresentou os melhores resultados para exploração de recurso eólico *offshore*, devido ao alto fator de capacidade e produção energética. O FC encontrado neste local, foi de 0,64 para o menor aerogerador (Vestas - V136/3450) e 0,53 para o maior (Siemens - SWT-7.0-154). Em comparação com o valor de 0,45, o qual é considerado um valor bom na indústria eólica *offshore*, este ponto de coleta apresentou valores bons para produção de energia eólica. Apesar dos bons resultados este ponto não foi selecionado para implantação do parque eólico *offshore*, pois ainda apresenta grande complexidade de instalação, e foi, portanto, substituído pelo ponto de coleta A606 - Arraial do Cabo. Entretanto vale lembrar, que com o avanço das tecnologias para parques localizados em águas profundas, o ponto de coleta Cabo Frio 2 poderá ser considerado como ponto de instalação para parques eólicos *offshore* na costa sudeste do Brasil.

A região sudeste apresentou em 2016 um consumo total de 229,9 TWh, e de acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (2014), desde 2002 o consumo médio residencial energético brasileiro, apresentou um comportamento crescente de 2,1% ao ano, esses dados indicam uma demanda energética crescente e a necessidade de expansão da matriz energética. Este estudo demonstrou que tecnicamente a região sudeste do Brasil é capaz de complementar sua matriz energética com a fonte eólica *offshore*. O parque proposto se mostrou capaz de abastecer anualmente cerca de 115.870 domicílios através de 39 aerogeradores localizados próximos a praia de Cabo Frio no Estado do Rio de Janeiro. Por fim, com auxílio de avaliações econômicas e incentivos fiscais, os parques eólicos *offshore* podem contribuir consideravelmente com energia limpa e renovável para matriz energética da região sudeste.

Como limitações deste trabalho, pode-se citar: a falta de pontos de coleta de dados situados na zona costeira da região sudeste, isso restringiu o período de análise da pesquisa para somente um ano de coleta dos dados de velocidade do vento; os dados fornecidos pela boia PIRATA 19S34W são outra limitação encontrada na pesquisa, pois os dados disponibilizados são médias diárias e não registros das medições realizadas durante todo o dia; o mapa dos ventos *SWERA* apresentou grande divergência para a maioria dos pontos de coleta localizados em terra, isso mostra que é necessário a avaliação de outra fonte de comparação de resultados de velocidade dos ventos para esses pontos de coleta.

Sugestões para trabalhos futuros: I) Através de incentivos de projetos de pesquisa, realizar a implementação de outros pontos de coleta de dados em diferentes locais da costa Sudeste do Brasil, para avaliar o regime e potencial do vento em locais não estudados.; II) Análise de viabilidade econômica de projetos de parques eólicos *offshore* no litoral Sudeste.; III) Análise do solo marinho da costa brasileira para determinação do tipo de fundação que é tecnicamente mais adequado para cada localidade.; IV) Estudo do regime dos ventos nos pontos de coleta por um período maior de tempo.; V) Análise dos impactos ambientais causados por parques eólicos *offshore* no litoral sudeste do Brasil.; VI) Avaliação da legislação sobre a implementação de parques *offshore* na zona costeira do Brasil.

6. REFERÊNCIAS

- AMARANTE, O. A. C.; BROWER, M.; ZACK, J.; SÁ A. L. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**, Brasília, 2001.
- AMENEDO, J. L. R.; DIAZ, J. C. B.; GOMEZ, S. A. **Sistemas eólicos de producción de energia elétrica**. Madri: Editorial Rueda, 2003.
- ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Capacidade de Geração do Brasil**, 2017. Disponível em: < <https://goo.gl/xYF5Cz> >. Acesso em: 18 dez. 2017.
- ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Programa de Incentivo às Fontes Alternativas**, 2015. Disponível em: < <https://goo.gl/M3wbiA> >. Acesso em: 16 out. 2016.
- ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**, Brasília, 2008. Disponível em: < <https://goo.gl/tStCJV> >. Acesso em: 25 set. 2016.
- ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil**, Brasília, 2002. Disponível em: < <https://goo.gl/XoXF6V> >. Acesso em: 24 set. 2016.
- AKDAĞ, S. A.; DINLER, A. A new method to estimate Weibull parameters for wind energy applications. **Energy Conversion and Management**, v. 50, n. 7, p. 1761–1766, jul. 2009.
- ANDRADE GUERRA, J. B. S. O. DE et al. Future scenarios and trends in energy generation in brazil: supply and demand and mitigation forecasts. **Journal of Cleaner Production**, v. 103, p. 197–210, 15 set. 2015.
- ASHLEY F.; CIPRIANO R. J.; BRECKENRIDGE S.; BRIGGS G. A.; GROSS L. E.; HINKSON J.; LEWIS P. A. **Bethany Wind Turbine Study Committee Report**, 2007. Disponível em: < <https://goo.gl/E6SELz> >. Acesso em: 12 out. 2017.
- BILGILI, M.; YASAR, A.; SIMSEK, E. Offshore wind power development in Europe and its comparison with onshore counterpart. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, n. 2, p. 905–915, fev. 2011.
- BLESSMANN, J. **O vento na engenharia estrutural**. Porto Alegre: Ed. Universidade / UFRGS, 1995.
- BLOCKISLANDTIMES – The Block Island Times. **Island operating on wind farm power**, 2017. Disponível em: < <https://goo.gl/lw61Ai> >. Acesso em: 18 ago. 2017.
- BRASIL. Lei Nº 8.617 de 4 de janeiro de 1993, Brasília, 1993. Dispõe sobre o mar territorial, a zona contígua, a zona econômica exclusiva e a plataforma continental brasileiros, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**. Brasília, DF, 05 jan., 1993. Seção 1, p. 57.
- CHEN, Z. et al. A Review of the State of the Art of Power Electronics for Wind Turbines. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 24, n. 8, p. 1859–1875, 2009.
- CHRISTÓFARO, C. R. **Estudo do potencial eólico em offshore para a geração de energia elétrica no litoral do paraná**. 2010. 99 p. Dissertação (Graduação em Oceanografia), Universidade Federal do Paraná, Pontal do Paraná, 2010.

CIRES - Cooperative Institute for Research in Environmental Sciences. **The New World Atlas of Artificial Sky Brightness**, 2016. Disponível em: < <http://cires.colorado.edu/Artificial-light> >. Acesso em: 13 nov. 2016.

CENTRO DE HIDROGRAFIA DA MARINHA. **Cartas Náuticas**, 2013. Disponível em: < <https://bit.ly/2H3in1t> >. Acesso em: 12 fev. 2017.

COLMENAR-SANTOS, A. et al. Offshore wind energy: A review of the current status, challenges and future development in Spain. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 64, p. 1–18, out. 2016.

COSTA ROCHA, P. A. et al. Comparison of seven numerical methods for determining Weibull parameters for wind energy generation in the northeast region of Brazil. **Applied Energy**, v. 89, n. 1, p. 395–400, jan. 2012.

CUSTÓDIO, R. dos S. **Energia Eólica para Produção de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro: Synergia, 2013.

DA SILVA, N. F.; ROSA, L. P.; ARAÚJO, M. R. The utilization of wind energy in the Brazilian electric sector's expansion. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 9, n. 3, p. 289–309, jun. 2005.

DE OLIVEIRA FILHO, O. D. Q.; ARAÚJO, A. M.; ASIBOR, A. I.; ROHATGI, J. Meeting Peak Load Demand by an Offshore Wind Farm in Brazil. **Wind Engineering**, v. 37, n. 5, p. 549–556, 2013.

DO VALLE COSTA, C.; LA ROVERE, E.; ASSMANN, D. Technological innovation policies to promote renewable energies: Lessons from the European experience for the Brazilian case. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 12, n. 1, p. 65–90, jan. 2008.

EL-SHARKAWI, M. A. **Wind Energy - An Introduction**. Boca Raton: CRC Press, 2016.

EMEIS S. **Wind energy meteorology: atmospheric physics for wind power generation**. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2013.

EPE - Empresa de pesquisa energética. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2016 – Ano base 2015**, 2016. Disponível em: < <https://goo.gl/bzLSnG> >. Acesso em: 22 dez. 2017.

EPE - Empresa de pesquisa energética. **Consumo de Energia no Brasil – Análise Setoriais**, 2014. Disponível em: < <https://goo.gl/o2tfo3> >. Acesso em: 02 mar. 2017.

ESTEBAN, M. D.; DIEZ, J. J.; LÓPEZ, J. S.; NEGRO, V. Why offshore wind energy? **Renewable Energy**, v. 36, n. 2, p. 444–450, fev. 2011.

EWEA - European Wind Energy Association. **Wind in Power – 2016 European statistics**, 2017. Disponível em: < <https://goo.gl/1cGRKN> >. Acesso em: 21 dez. 2017.

EWEA - European Wind Energy Association. **The European Offshore Wind Industry Key Trends and Statistics 2015**, 2016. Disponível em: < <https://goo.gl/Fzvrew> >. Acesso em: 05 nov. 2016.

EWEA - European Wind Energy Association. **Wind Energy - The Facts**, 2009. Disponível em: < <https://www.wind-energy-the-facts.org/images/chapter1.pdf> >. Acesso em: 13 fev. 2017.

FAILLA, G.; ARENA, F. New perspectives in offshore wind energy. **Philosophical**

Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences, v. 373, n. 2035, 12 jan. 2015.

FUNDAÇÃO CEPERJ. **Anuário Estatístico Do Estado Do Rio De Janeiro 2013: Consumo de energia elétrica, por classes de consumidores, segundo as Regiões de Governo e municípios**, 2013. Disponível em: < <https://goo.gl/fPy32z> >. Acesso em: 14 dez. 2017.

GARBE, E. A.; MELLO, R. DE; TOMASELLI, I. Projeto conceitual e análise de viabilidade econômica de unidade de geração de energia elétrica eólica na Lagoa dos Patos – RS. **Revista Brasileira de Energia**, v. 20, n. 1, p. 53–77, 2014.

GAVIN, K.; IGOE, D.; DOHERTY, P. Piles for offshore wind turbines : a state-of-the-art review. **Proceedings of the ICE - Geotechnical Engineering**, v. 164, n. 4, p. 245–256, 2011.

GOOGLE MAPS, 2017. Disponível em: < <https://www.google.de/maps/> >. Acesso em: 22 dez. 2017.

GOOS-BRASIL – The Global Ocean Observing System Brasil. **PIRATA / PNBOIA**, 2017. Disponível em: < <https://goo.gl/11ZQ1o> >. Acesso em: 09 dez. 2017.

GWEC - Global Wind Energy Council. **Global Wind Report 2016**, 2017. Disponível em: < <https://goo.gl/whGnpG> >. Acesso em: 12 dez. 2017.

GWEC - Global Wind Energy Council. **Global Wind Report 2015**, 2016. Disponível em: < <https://goo.gl/XZSRNt> >. Acesso em: 26 set. 2016.

GWEC - Global Wind Energy Council. **Global Wind 2009 Report**, 2010. Disponível em: < <https://goo.gl/zQc0GA> >. Acesso em: 15 out. 2016.

GOMES, L. E. B.; HENKES, J. A. **Análise da energia eólica no cenário elétrico: Aspectos gerais e indicadores de viabilidade econômica**. *Revista Gestão & Sustentabilidade Ambiental*, Florianópolis, v. 3, n. 2, p. 463-482, 2015.

IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. **Estimativas da população residente para os municípios e para as Unidades da Federação brasileiros com data de referência em 01 de julho de 2016**, 2016. Disponível em: < <https://goo.gl/t0z7E1> >. Acesso em: 12 nov. 2016.

IBGE - Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística, **Indicadores de Desenvolvimento Sustentável - Brasil 2015**, Rio de Janeiro, 2015.

INMET - Instituto Nacional de Meteorologia. **Rede de Estações Meteorológicas Automáticas do INMET**, 2011. Disponível em: < <https://goo.gl/ljO0lw> >. Acesso em: 28 fev. 2017.

ISLAM, M. R.; MEKHILEF, S.; SAIDUR, R. Progress and recent trends of wind energy technology. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 21, p. 456–468, mai. 2013.

ISLAM, M. R.; SAIDUR, R.; RAHIM, N. A. Assessment of wind energy potentiality at Kudat and Labuan, Malaysia using Weibull distribution function. **Energy**, v. 36, n. 2, p. 985–992, fev. 2011.

KAISER, M. J.; SNYDER, B. F. **Offshore Wind Energy Cost Modeling**. London: Springer London, 2012.

KALDELLIS, J. K. et al. Environmental and social footprint of offshore wind energy.

- Comparison with onshore counterpart. **Renewable Energy**, v. 92, p. 543–556, 2016.
- KALDELLIS, J. K.; ZAFIRAKIS, D. The wind energy (r)evolution: A short review of a long history. **Renewable Energy**, v. 36, n. 7, p. 1887–1901, jul. 2011.
- KARIMIRAD, M. **Offshore Energy Structures**. 1. ed. Cham: Springer International Publishing, 2014.
- KOPP, D. R. **Foundations for an Offshore Wind Turbine**. 2010. 123 p. Tese (Mestrado em Engenharia Civil e Ambiental), Massachusetts Institute of Technology, Massachusetts, 2010.
- KUMAR, S.; KATORIA, D.; SEHGAL, D. Environment Impact Assessment of Thermal Power Plant for Sustainable Development. **International Journal of Environmental Engineering and Management**, v. 4, n. 6, p. 2231–1319, 2013.
- LEUNG, D. Y. C.; YANG, Y. Wind energy development and its environmental impact: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, n. 1, p. 1031–1039, jan. 2012.
- LUN, I. Y. F.; LAM, J. C. A study of Weibull parameters using long-term wind observations. **Renewable Energy**, v. 20, n. 2, p. 145–153, jun. 2000.
- MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L. **Wind Energy Explained: Theory, Design and Application**. England: John Wiley & Sons, Ltd., 2002.
- MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L. **Wind Energy Explained Theory, Design and Application Second Edition**. 2nd. ed. England: John Wiley & Sons, Ltd., 2009.
- MARINHA DO BRASIL. **A Amazônia Azul**, 2013. Disponível em: < <https://goo.gl/j4Dbbyq> >. Acesso em: 12 nov. 2016.
- MARKARD, J.; PETERSEN, R. The offshore trend: Structural changes in the wind power sector. **Energy Policy**, v. 37, n. 9, p. 3545–3556, set. 2009.
- MARTINS, A. C. J. S. **Estimativa da produção de energia e definição do layout de um parque eólico na região sudeste do Brasil**. 2015. 89 p. Dissertação (Graduação em Engenharia Mecânica), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.
- MATHEW, S. **Wind Energy : Fundamentals, Resource Analysis and Economics**. Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2006.
- MENEZES, É. L.; PINTO, D. P. **Fontes de Energia Alternativa no Brasil**. Laboratório de Eficiência Energética (LEENER/UFJF), 2007. Disponível em: < <https://goo.gl/wHsKVG> >. Acesso em: 20 dez. 2017.
- MIGUEL, A. R. F.; ROSSI, L. A. **Análise do potencial eólico para geração de energia elétrica usando dados em microescala de estações climatológicas no Estado de São**. 2004. 146 p. Dissertação (Mestrado em Planejamentos de Sistemas Energéticos), Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2004.
- NOURI, A.; AIT BABRAM, M.; ELWARRAKI, E.; ENZILI, M. Moroccan wind farm potential feasibility. Case study. **Energy Conversion and Management**, v. 122, p. 39–51, 2016.
- NREL - National Renewable Energy Laboratory. **SWERA (Beta release)**, 2017. Disponível em: < <https://goo.gl/FoDp4u> >. Acesso em: 27 nov. 2017.

NUNES, H. P. M. **Avaliação do potencial eólico ao largo da costa nordeste do Brasil**. 2012. 133 p. Dissertação (Mestrado em Geociências Aplicadas), Universidade de Brasília, Brasília, 2012.

OFFSHOREWIND. **Second Offshore Wind Farm Decommissioning on the Way**, 2016. Disponível em: < <https://goo.gl/WlvAY0> >. Acesso em: 23 out. 2016.

OLIVEIRA FILHO, O. D. Q.; ARAUJO, A. M.; SILVA, H. P.; MEDEIROS, A. L. R.; ROHATGI, J. S.; ASIBOR, A. I. A preliminary Approach of the technical feasibility of offshore wind projects along the Brazilian coast. **IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS**, v. 11, n. 2, p. 706-712, 2013.

PEREIRA, M. G.; CAMACHO, C. F.; FREITAS, M. A. V.; DA SILVA, N. F. The renewable energy market in Brazil: Current status and potential. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, n. 6, p. 3786–3802, 2012.

PERVEEN, R.; KISHOR, N.; MOHANTY, S. R. Off-shore wind farm development: Present status and challenges. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 29, p. 780–792, jan. 2014.

PIMENTA, F.; KEMPTON, W.; GARVINE, R. Combining meteorological stations and satellite data to evaluate the offshore wind power resource of Southeastern Brazil. **Renewable Energy**, v. 33, n. 11, p. 2375–2387, nov. 2008.

POTTMAIER, D. et al. The Brazilian energy matrix: From a materials science and engineering perspective. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 19, p. 678–691, mar. 2013.

QUINONES, L. A. P. **Latin America: More than 50,000 kilometers of coastline of offshore wind potential**, 2014. Disponível em: < <https://goo.gl/KXHmMg> >. Acesso em: 12 ago. 2017.

REIMERS, B.; ÖZDIRIK, B.; KALTSCHMITT, M. Greenhouse gas emissions from electricity generated by offshore wind farms. **Renewable Energy**, v. 72, p. 428–438, dez. 2014.

RODRIGUES, S.; RESTREPO, C.; KATSOURIS, G.; PINTO, R. T.; SOLEIMANZADEH, M.; BOSMAN, P.; BAUER, P. A multi-objective optimization framework for offshore wind farm layouts and electric infrastructures. **Energies**, v. 216, p. 1-42, 2016.

ŞAHİN, A. D. Progress and recent trends in wind energy. **Progress in Energy and Combustion Science**, v. 30, n. 5, p. 501–543, 2004.

SCHNEIDER, K. **New wind and solar sectors won't solve China's water scarcity**, 2011. Disponível em: < <https://goo.gl/siQdqV> >. Acesso em: 25 set. 2016.

SEMPREVIVA, A. M.; BARTHELMIE, R. J.; PRYOR, S. C. Review of methodologies for offshore wind resource assessment in European seas. **Surveys in Geophysics**, v. 29, n. 6, p. 471–497, 2008.

SHU, Z. R.; LI, Q. S.; CHAN, P. W. Investigation of offshore wind energy potential in Hong Kong based on Weibull distribution function. **Applied Energy**, v. 156, p. 362–373, 2015.

SILVA, A. J. V. D. C.; CATALDI, M.; DRAGAUD, I. C. D. V. Avaliação do potencial de geração eólica offshore na região costeira dos municípios de Cabo Frio e Arraial do Cabo, estado do Rio de Janeiro. **XIV ENEEAmb, II Fórum Latino e I SBEA – Centro-**

Oeste, p. 432–439, 2016.

SILVA, A. R.; PIMENTA, F. M.; ASSIREU, A. T.; SPYRIDES, M. H. C. Complementarity of Brazil's hydro and offshore wind power. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 56, p. 413–427, abr. 2016.

SUN, X.; HUANG, D.; WU, G. The current state of offshore wind energy technology development. **Energy**, v. 41, n. 1, p. 298–312, mai. 2012.

SWERA - Solar and Wind Energy Resource Assessment. **Designing Renewable Resource Assessment Projects and Using Assessment Products**. Disponível em: < <https://goo.gl/a0jQl4> >. Acesso em: 15 fev. 2017.

ULGEN, K.; HEPBASLI, A. Determination of Weibull parameters for wind energy analysis of İzmir, Turkey. **International Journal of Energy Research**, v. 26, n. 6, p. 495–506, mai. 2002.

VANHELLEMONT, Q.; RUDDICK, K. Turbid wakes associated with offshore wind turbines observed with Landsat 8. **Remote Sensing of Environment**, v. 145, p. 105–115, 2014.

VERTAX WIND. **Offshore vertical axis wind farm**, 2009. Disponível em: < <https://goo.gl/qXjDJC> >. Acesso em: 12 dez. 2017.

VITERBO, J. C. **Geração de Energia Elétrica a partir da Fonte Eólica Offshore**. 2008. 168 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Naval e Oceânica), Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.

WEN, J.; ZHENG, Y.; DONGHAN, F. A review on reliability assessment for wind power. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 13, p. 2485–2494, 2009.

ZHANG, R. Y.; CHEN, C. H.; TANG, Y. G.; HUANG, X. Y. Research Development and Key Technical on Floating Foundation for Offshore Wind Turbines. **Advanced Materials Research**, v. 446–449, p. 1014–1019, 2012.

ZHENG, C. W.; LI, C. Y.; PAN, J.; LIU, M. Y.; XIA, L. L. An overview of global ocean wind energy resource evaluations. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 53, p. 1240–1251, jan. 2016.