

Universidade Federal do Rio de Janeiro

AVALIAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO OFFSHORE NA COSTA BRASILEIRA

Sylvester Stallone Pereira de Azevedo

2022



AVALIAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO OFFSHORE NA COSTA BRASILEIRA

Sylvester Stallone Pereira de Azevedo

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Doutor em Planejamento Energético.

Orientador(es): Amaro Olímpio Pereira Júnior
Neilton Fidelis da Silva

Rio de Janeiro
Fevereiro de 2022

AVALIAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO OFFSHORE NA COSTA BRASILEIRA

Sylvester Stallone Pereira de Azevedo

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS À OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Orientadores: Amaro Olímpio Pereira Júnior

Neilton Fidelis da Silva

Aprovada por: Amaro Olímpio Pereira Júnior

Neilton Fidelis da Silva

David Alves Castelo Branco

Adriana Fiorotti Campos

Rafael Cancella Morais

Ricardo Ferreira Pinheiro

Sergio Almeida Pacca

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

FEVEREIRO DE 2022

Azevedo, Sylvester Stallone Pereira de

Avaliação Do Potencial Eólico Offshore Na Costa Brasileira / Sylvester Stallone Pereira de Azevedo. - Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2022.

xvi, 113 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Amaro Olímpio Pereira Júnior

Neilton Fidelis da Silva

Tese (doutorado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2022.

Referências Bibliográficas: p. 99-113.

1. Energia Eólica. 2. Potencial Offshore. 3. Análise Multicritério. I. Junior, Amaro Olimpio Pereira *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Avaliação Do Potencial Eólico Offshore Na Costa Brasileira.

Aos meus pais, Joaquim Soares de Azevedo e Maria Eliane Pereira da Silva, que sempre fizeram tudo de melhor por mim.

À minha esposa, Ana Raquel Nunes Rodrigues de Azevedo, fiel companheira em todos os momentos dessa difícil trajetória.

À minha filha, Eva Nunes de Azevedo, que fez meu coração ter uma alegria renovada na etapa final deste trabalho e, sendo tão nova, representa a esperança de um futuro melhor para todos.

O vento sopra onde quer, e ouves a sua voz, mas não sabes de onde vem, nem para onde vai; assim é todo aquele que é nascido do Espírito.

Jesus a Nicodemos

AGRADECIMENTOS

Ao Deus Todo-Poderoso, autor da vida, que me concedeu essa experiência, me sustentando e me ensinando que a Graça dEle me basta, que seu poder se aperfeiçoa na minha fraqueza e que quando estou fraco, então sou forte.

Ao professor Amaro Olímpio Pereira Júnior, pela experiência que me proporcionou na orientação e paciência que teve comigo ao longo do tempo. Em seu nome, agradeço a toda banca examinadora, ao corpo docente e a todos que fazem o PPE.

Aos professores Neilton Fidelis da Silva e Renato Samuel Barbosa de Araújo. Sem a grande ajuda deles, eu e os demais colegas não teríamos chegado até aqui. Em nome deles, agradeço a toda a família IFRN.

Ao colega Eduardo Janser, em nome de quem agradeço a todos que lutaram nos anos que antecederam à turma DINTER para que fosse possível sua realização.

Ao colega Caio Chagas, em nome de quem agradeço a todos os colegas do DINTER pela experiência de vida adquirida com toda essa vivência.

Aos não nominados, mas que foram em grande número, por toda ajuda que deram, singela ou expressiva, direta ou indireta. A ajuda de vocês foi imprescindível para o êxito desse trabalho.

Aos familiares, amigos e irmãos em Cristo. Obrigado pelo amor, pelo apoio e pelas orações.

À CAPES pelo apoio financeiro.

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

AVALIAÇÃO DO POTENCIAL EÓLICO OFFSHORE NA COSTA BRASILEIRA

Sylvester Stallone Pereira de Azevedo

Fevereiro/2022

Orientadores: Amaro Olímpio Pereira Júnior

Neilton Fidelis da Silva

Programa: Planejamento Energético

A produção de eletricidade a partir da energia eólica offshore cresce desde o fim do século XX, especialmente nos países europeus, onde se concentra cerca de 84% de toda a capacidade mundial instalada. Contribuindo para que o Brasil, que já possui elevado potencial eólico em terra, inicie a exploração do recurso sobre o mar, este trabalho identifica as regiões de elevado potencial eólico offshore na costa brasileira. A metodologia aplicada considera os registros de velocidades médias dos ventos a 100 m de altura, a batimetria e a distância da linha de base em toda a ZEE brasileira, fazendo uso de análise multicritério integrada a um sistema de informações geográficas. Além disso, considera as unidades de conservação ambiental marinhas como áreas de exclusão. Os resultados obtidos indicam três regiões de elevado potencial para o aproveitamento eólico offshore: a) o litoral norte do Nordeste brasileiro; b) a área litorânea que se estende do extremo sul da Bahia até à região do Cabo Frio, no estado do Rio de Janeiro; e c) o litoral da região sul do país, começando em Florianópolis até o extremo sul do Rio Grande do Sul e estima em cerca de 3 TW a potência disponível somente nessas áreas.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

ASSESSMENT OF OFFSHORE WIND POWER POTENTIAL ALONG THE
BRAZILIAN COAST

Sylvester Stallone Pereira de Azevedo

February/2022

Advisors: Amaro Olímpio Pereira Júnior

Neilton Fidelis da Silva

Department: Energy Planning

Onshore wind power potential has been explored worldwide since the early 20th century. In this sense, Brazil is expanding their onshore wind installed capacity, reaching over 20 GW of wind turbines in 2021. On the other hand, although offshore wind power plants have been developing in Europe, which has 84% of the total installed offshore capacity worldwide, this technology has not been implemented along the Brazilian coast yet. In this context, this study aims to identify high offshore wind potential regions throughout the Brazilian coast for electricity generation. The research method took into account average annual wind speed records at 100 m/s, as well as bathymetry and distance from the coast baseline to classify areas with the greatest potential, applying multicriteria analyses integrated to the Geographic Information System. Environmental conservation units were considered exclusion areas. The installable power using wind turbines was estimated at 3 TW, while an annual average production of 14,800 TWh was calculated for the sum of these areas.

Sumário

1. INTRODUÇÃO	1
2. POTENCIAL EÓLICO OFFSHORE: BASE TEÓRICA, ELEMENTOS CONSTRUTIVOS E TECNOLÓGICOS PARA SEU APROVEITAMENTO	10
2.1 Medição do recurso eólico	13
2.2 Potência disponível	14
2.3 Fundações de uso em parques eólicos offshore.....	22
2.4 Embarcações	26
2.5 Sistemas de Transmissão da eletricidade produzida	28
3. A DIMENSÃO AMBIENTAL E SUA RELAÇÃO COM O APROVEITAMENTO EÓLICO OFFSHORE	33
3.1 Impactos decorrentes do aproveitamento eólico: A Atratividade da modalidade offshore	35
3.1.1 <i>Impactos sobre a fauna</i>	35
3.1.2 <i>Impactos sobre a paisagem e a atividade turística</i>	36
3.1.3 <i>Impactos sobre a saúde pública</i>	37
3.2 Unidades de Conservação como espaços de preservação ambiental.....	38
4. DETERMINANTES DO POTENCIAL EÓLICO BRASILEIRO: METODOLOGIA E CRITÉRIOS	42
4.1 A Análise Multicritério e o método <i>Analityc Hierarch Process (AHP)</i>	44
4.1.1 <i>O método AHP</i>	46
4.1.2 <i>A Integração com o SIG</i>	49
4.2 Critérios de análise	52
4.2.1 <i>Zona Econômica Exclusiva brasileira</i>	53
4.2.2 <i>Unidades de conservação</i>	56
4.2.3 <i>Recurso eólico</i>	59
4.2.4 <i>Batimetria</i>	62
4.2.5 <i>Distância da costa</i>	64
5. ESTIMATIVA DO POTENCIAL EÓLICO OFFSHORE BRASILEIRO	66
5.1 Cenários estruturados para a análise	66
5.2 Classificação do Potencial Estimado.....	70
5.3 Determinantes para o aproveitamento do potencial eólico offshore estimado.....	82
CONCLUSÕES.....	95

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Esquema do sistema de produção e transmissão de energia de um parque eólico offshore	11
Figura 2.2. Perfil frontal de uma torre eólica.....	15
Figura 2.3. Evolução do diâmetro do rotor e potência dos aerogeradores.....	16
Figura 2.4. Histograma e a curva da distribuição de frequência.....	17
Figura 2.5. Distribuição de Weibull para diferentes fatores de forma (k).....	19
Figura 2.6. Distribuição de Weibull para diferentes fatores de escala (c).....	20
Figura 2.7. Curvas de potência de dois aerogeradores.....	21
Figura 2.8. Tipos de fundações para parques eólicos offshore.....	23
Figura 2.9. Tipos de estruturas flutuantes para parques eólicos offshore em águas profundas.....	25
Figura 2.10. Representação da fixação no fundo do mar de um JUB para que possa elevar-se.....	27
Figura 2.11. Perfil de um cabo HVAC XLPE.....	29
Figura 2.12. Cabos polimericamente isolados à frente e cabos sólidos atrás.....	30
Figura 3.1. Localização de aerogeradores nas faixas de 25 km e 5 km da Costa Brasileira.....	40
Figura 4.1. Zona Econômica Exclusiva do Brasil.....	54
Figura 4.2. Divisões da ZEE.....	55
Figura 4.3. Unidades de Conservação ambiental.....	57
Figura 4.4. Recurso eólico a 100 m de altura na ZEE brasileira.....	60
Figura 4.5. Linhas representando a direção dos ventos.....	62
Figura 4.6. Batimetria na ZEE brasileira.....	63
Figura 4.7. Distância da costa na ZEE brasileira.....	64
Figura 5.1. Mapeamento da classificação das áreas de viabilidade por meio do FI.....	70
Figura 5.2. Representação gráfica das áreas “Muito Viável” e “Viável” por região do país.....	74
Figura 5.3. Destaque da cota batimétrica de 50 m para o cenário 1.....	77
Figura 5.4. Destaque da cota batimétrica de 50 m para o cenário 2.....	78
Figura 5.5. Destaque da cota batimétrica de 50 m para o cenário 3.....	79

Figura 5.6. Cenário A do potencial eólico offshore em águas com profundidades inferiores a 50 m e com distâncias da costa inferiores a 30 km.....	82
Figura 5.7. Cenário B do potencial eólico offshore em águas com profundidades inferiores a 50 m e com distâncias da costa inferiores a 30 km.....	83
Figura 5.8. Cenário C do potencial eólico offshore em águas com profundidades inferiores a 50 m e com distâncias da costa inferiores a 30 km.....	84
Figura 5.9. LCOE mínimos e máximos para a tecnologia eólica offshore no período de 2020 a 2030 segundo projeções da IRENA (2017).....	89
Figura 5.10. Custos Nivelados para tecnologias renováveis de energias no Brasil em comparação com a fonte eólica offshore praticada no mundo.....	91
Figura 5.11. Custos Nivelados para tecnologias renováveis de energia no Brasil em comparação com a fonte eólica offshore praticada no mundo.....	91

LISTA DE TABELAS

Tabela 5.1. Descrição dos perfis de atribuição de pesos por cenário produzido.....	67
Tabela 5.2. Matrizes de comparação dois a dois e respectivos pesos.....	67
Tabela 5.3. Categorização de áreas utilizando o índice de viabilidade.....	68
Tabela 5.4. Área (em km^2) e percentual de cada categoria por cenário produzido.....	71
Tabela 5.5. Quantidade de turbinas e potência que podem ser instaladas por área de viabilidade e Produção Anual de Energia (AEP).....	72
Tabela 5.6. Áreas (em Km^2) das classes “Muito Viável” e “Viável” por região do país.....	74
Tabela 5.7. Quantidade de turbinas, potencial instalável e produção anual de Energia (AEP) por região.....	75
Tabela 5.8. Ocorrências do potencial nas áreas de viabilidade da costa brasileira.....	80
Tabela 5.9. Áreas (em km^2) de maior viabilidade por cenário e por Região geográfica para o cruzamento velocidade $\geq 8 \text{ m/s}$, profundidade $\leq 50 \text{ m}$ e distância da costa $\leq 30 \text{ km}$	85
Tabela 5.10. Potencial estimado, quantidade de turbinas e produção anual de Energia (AEP) por cenário e por Região geográfica.....	86

LISTA DE QUADROS

Quadro 4.1 Escala de comparação entre graus diferentes.....	46
Quadro 4.2 Definição e Explicação dos diferentes graus.....	46
Quadro 4.3 Valores do Índice Randômico de Consistência (RI) em função da ordem n da matriz A.....	48
Quadro 4.4 Classificação das Unidades de Conservação.....	58
Quadro 4.5 Teste estatístico não-paramétrico de Friedman.....	61

LISTA DE SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AMC	Análise Multicritério
AHP	Analityc Hierarch Process
BDTD	Biblioteca Digital Brasileira de Teses e Dissertações
CGH	Centrais Geradoras Hidrelétricas
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente
CAPES	Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Ensino Superior
DPS	Dynamic Positioning Systems
ELECTRE	ELimination Et Choix Traduisant la REalite
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ECMWF	European Centre for Medium-Range Weather Forecast
FUNAI	Fundação Nacional do Índio
GIS	Geographic Information System
HVAC	High Voltage AC Transmission
HVDC	High Voltage DC Transmission
IGBT	Integrated Gate Bipolar Transistor
CI	Índice de Consistência
FI	Índice de Viabilidade
RI	Índice Randômico de Consistência
IBAMA	Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
ICMBio	Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade
IDEMA	Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente
IPHAN	Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
IEE	Intelligente Energy-Europe
IRENA	International Renewable Energy Agency
IDW	Inverse Distance Weighted
JUB	Jack Up Barge

LCOE	Levelized Cost of Energy
LCC	Line Commutated Converters
MAUT	Multiple Attribute Utility Theory
MME	Ministério de Minas e Energia
NOAA	National Oceanic and Atmospheric Administration
ODS	Objetivos de Desenvolvimento Sustentável
ONG	Organizações Não Governamentais
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PNE	Plano Nacional de Energia
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas
PI	Proteção Integral
CR	Relação de Consistência
CPRM	Serviço Geológico do Brasil
SIG	Sistema de Informações Geográficas
SIN	Sistema Interligado Nacional
SNUC	Sistema Nacional de Unidades de Conservação da Natureza
WINDSPEED	Spatial Deployment of Offshore Wind Energy in Europe
SWL	Safe Working Load
UC	Unidades de Conservação
UNCLOS	United Nations Convention on the Law of the Sea
US	Uso Sustentável
VSC	Voltage Source Converters
WTIV	Wind Turbine Installation Vessel
WMO	World Meteorological Organization
WWF-Brazil	World Wide Fund for Nature
ZCIT	Zona de Convergência Intertrópica
ZEE	Zona Econômica Exclusiva

1. INTRODUÇÃO

A forte dependência global em relação aos combustíveis fósseis tem sido, de forma cada vez mais frequente, um dos elementos centrais de sucessivas crises econômicas geradas por instabilidade na produção e flutuações nos preços no mercado mundial de petróleo, assim como processos geopolíticos relacionados a tensões relativas à apropriação e controle desta produção. Somado a esse ambiente tem-se os alertas da comunidade científica sobre as alterações climáticas que estão em curso no planeta devido, principalmente, ao aumento das emissões de gases do efeito estufa na atmosfera, a partir do processo de industrialização vivenciado (IRENA, 2019) . Este cenário tem levado um número cada vez maior de países a buscarem alternativas renováveis para o suprimento energético de suas economias. A diversificação das fontes de energia, com predominância das fontes renováveis, tem-se mostrado um potencial caminho que permita a manutenção do crescimento econômico com menores riscos e impactos ao meio ambiente (PEREIRA et al., 2012).

Dentre as tecnologias renováveis de geração de eletricidade, a energia eólica vem registrando grandes avanços no mercado. No mundo, já são 733 GW de potência instalada para aproveitamento eólico, dos quais 34 GW estão instalados no mar - os parques *offshore* (IRENA, 2021). A produção offshore tem o atrativo de ofertar uma maior quantidade de energia quando comparada a uma mesma turbina instalada no continente. Tal assertiva resulta dos fatores que influenciam o regime dos ventos, sendo aqueles offshore os que apresentam melhor comportamento.

Quanto à dimensão ambiental, estudos (BURGER et al., 2011; KALDELLIS et al., 2016) consideram como potenciais impactos que podem advir da instalação de parques eólicos em ambientes offshore:

- i) Possíveis danos a algumas espécies de aves devido à colisão das mesmas com as pás;
- ii) Distúrbio em alguns peixes e mamíferos marinhos devido ao ruído das turbinas;
- iii) Alteração no equilíbrio dos ecossistemas marinhos mais sensíveis, modificando período e locais de reprodução e rotas migratórias.

A década de 2010 foi um período de significativo crescimento para a indústria eólica. Entre 2010 e 2014, a capacidade instalada eólica no mundo dobrou. Na atualidade, a China

responde por 34,4% da capacidade instalada global, seguida pelos Estados Unidos com 17,4%, sendo essas duas nações as maiores produtoras na modalidade *onshore*, compartilhando mais da metade de toda a capacidade instalada. Já na produção *offshore*, os países com maior capacidade eólica instalada são: o Reino Unido, com 34,8% de toda potência mundial; a Alemanha, respondendo por 26,7% e a China, com 21,1%. Importa destacar que mais de 85% de todos os aproveitamentos eólicos offshore estão localizadas no Mar do Norte, região que inclui parques instalados nos territórios da Dinamarca, Bélgica e Holanda (IRENA, 2020).

Até meados de 1985, o crescimento da indústria eólica dinamarquesa se deu com subsídios governamentais. A partir de 1986, os valores foram consideravelmente reduzidos e depois, eliminados. Com a capacidade que a indústria eólica havia desenvolvido, dois caminhos foram seguidos pela Dinamarca que ajudaram a continuar seu processo de expansão: forneceu turbinas para o crescimento da indústria eólica norte-americana e iniciou sua penetração para as águas. Assim, foi iniciado o aproveitamento do potencial eólico no Mar do Norte, por volta dos anos 1990, com a construção de *Vindeby*, primeiro parque eólico offshore do mundo, com 4,95 MW de potência instalada distribuída em 11 turbinas de 450 KW. Outros pequenos projetos foram desenvolvidos no período de 1991 até 2001, utilizando turbinas onshore, com fundações de concreto em águas rasas. Entretanto, essa forma de aproveitamento foi amadurecendo o setor, até que em 1998, o governo do Reino Unido, *The Crown Estate* e a *British Wind Energy* (hoje RenewableUK) reuniram-se e realizaram uma primeira operação para o financiamento de empreendimentos eólicos offshore que durou até 2001. Com os resultados acima dos esperados durante a operação dos parques implementados – impulsionado também pela preocupação mundial sobre as mudanças globais do clima, a energia eólica offshore foi tornando-se mais atrativa do ponto de vista econômico e ambiental (ORSTED, 2019).

Em 2003, a Comissão Europeia lança o programa Intelligent Energy-Europe (IEE) para apoiar políticas que promovessem a eficiência energética e o uso de energias renováveis. O programa fez parte do esforço da União Europeia para alcançar os objetivos de:

- i) redução de 20% nas emissões de gases do efeito estufa;
- ii) melhorar em 20% a eficiência energética; e
- iii) atingir 20% do consumo de energia por meio de fontes renováveis. A maior parte dos recursos do programa foi destinada ao financiamento de projetos em toda a União Europeia que promovessem a eficiência energética e o uso das energias renováveis (EUROPEAN COMMISSION, 2020).

Essa reorientação, presente nas políticas energéticas e ambientais, se estabelece como desdobramento da assinatura do Protocolo de Kyoto, em 1997. Os sistemas que ofertam energia por meio de fontes renováveis avançam tecnologicamente e alcançam maiores espaços no planejamento dos investimentos de países e empresas atentas aos novos contratos que viriam a surgir com exigências mais firmes quanto aos requisitos ambientais.

A energia eólica destacou-se, em termos de ampliação de seu mercado, principalmente, em razão dos ganhos apresentados nas curvas de aprendizagem, refletindo a redução do custo da energia e o emprego de inovações tecnológicas. Essa característica se manifestou na forma de competitividade econômica e alta capacidade de produção. Com a expansão dos investimentos para a construção de parques eólicos, em alguns países da Europa, foram tornando-se escassas as áreas de elevado potencial para a construção de novos parques, particularmente em países de pequena extensão territorial, promovendo assim, iniciativas para a construção de torres e instalação de turbinas em ambiente marinho (VITERBO, 2008).

O Mar do Norte constituiu-se como região de interesse para a implantação da energia eólica *offshore* em larga escala devido ao fato de possuir recursos eólicos abundantes, águas relativamente rasas e proximidade dos mercados de eletricidade já consolidados. Um dos projetos desenvolvidos na Europa durante o IEE foi o *Spatial Deployment of Offshore Wind Energy in Europe* (WINDSPEED), com o objetivo de desenvolver a energia eólica offshore na região central e sul do Mar do Norte. O WINDSPEED foi um roteiro para a implementação de parques eólicos no Mar do Norte através da verificação do potencial, proposição de metas e recomendações de políticas de suporte aos objetivos. Nele, foram consideradas as restrições: i) espaciais, para determinar os lugares disponíveis e com maior potencial; ii) econômicas de primeira ordem, para verificar se havia competitividade com outras fontes renováveis de geração convencional e viabilidade da cadeia de suprimentos; e iii) econômicas de segunda ordem, para avaliar o potencial sob diferentes premissas de desenvolvimento, de forma a minimizar os impactos sobre outras atividades e maximizar as sinergias entre elas (SCHILLINGS et al., 2012). Os países participantes deste projeto foram a Bélgica, Dinamarca, Alemanha, Noruega, Holanda e Reino Unido.

Para tanto, o WINDSPEED foi executado sob a orientação de diretrizes que proporcionassem a integração entre os países. Uma abordagem internacional transparente na qual todos os países pudessem ter acessos aos dados e resultados importantes disponíveis. Foram considerados vários parâmetros de funcionamento do sistema de forma a produzir cenários para que fossem conhecidas e experimentadas as interações espaciais presentes no mar com os custos associados; variação nos parâmetros de um país específico, para avaliar a

influência das preferências nacionais sobre o desenvolvimento do sistema; definição de formas para comparação de custos e a possibilidade de uma interface amigável para todos os países também caracterizam o projeto. O WINDSPEED teve duração de 2008 a 2011 e, desde então, os países que compuseram o programa aumentaram a capacidade eólica offshore em mais de 1 GW/ano, com média superior a 2 GW/ano quando considerado o período de 2011 a 2019. Se apenas a capacidade instalada acumulada da China for desconsiderada, os países do Mar do Norte, e que fizeram parte do WINDSPEED, somam a maior capacidade eólica offshore instalada.

O Brasil registra um elevado potencial energético em (novas) fontes renováveis, tais como eólica e solar, que são passíveis do emprego de tecnologias destinadas ao seu aproveitamento. Baseado em um sistema elétrico hidrotérmico, possui uma das matrizes energética e elétrica com maior participação de fontes renováveis do mundo. Segundo dados consolidados da Agência Internacional de Energia (AIE), em 2018, a participação percentual das fontes renováveis na matriz energética mundial foi de 13,8% e nos países da OCDE de 11%. No Brasil, essa participação alcançou 48,4% em 2020. Considerando apenas a matriz elétrica, a participação renovável na matriz mundial foi de 23%, nos países da OCDE foi de 27% e no Brasil foi de 84,8% (BEN, 2021).

Por conseguinte, o robusto potencial energético renovável brasileiro, com as fontes eólica e solar, constitui-se em uma alternativa complementar às fontes convencionais. A fonte hídrica, por ser de maior predominância no setor elétrico brasileiro, atualmente é considerada com ressalvas no planejamento da expansão setor elétrico. Para a extração de maiores potências, é necessário construir grandes lagos com represamento, entretanto, estas construções provocam impactos socioambientais que dificultam a obtenção das autorizações para a realização das obras. Diante disso, busca-se ampliar o percentual renovável da matriz elétrica sem considerar a fonte hídrica. Conforma-se também em uma atratividade adicional, o fato destas fontes serem orientadas à manutenção do caráter renovável da matriz energética nacional, além de contribuir para a consecução dos compromissos assumidos no âmbito da *Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima* (UNFCCC) durante a COP 21. Esses compromissos foram expressos por meio das Contribuições Pretendidas Nacionalmente Determinadas (NDC) e também são orientadas pela Política Nacional de Mudanças Climáticas (Lei 12.187/2009), pelo Código Florestal (Lei 12.651/2012) e pela lei que institui o Sistema Nacional de Unidades de Conservação (Lei 9.985/2000).

Entre os compromissos assumidos constam o objetivo de reduzir em 37% as emissões de gases que produzem o efeito estufa até 2025 considerando os níveis observados em 2005.

Para alcançar essa meta, o Brasil se propôs a i) aumentar a participação de biocombustíveis na matriz energética para cerca de 18% até 2030, ii) fortalecer políticas e medidas de forma a alcançar o desmatamento ilegal zero na Amazônia até 2030, além de restaurar e reflorestar 12 milhões de hectares de florestas e iii) no setor de energia, atingir 45% de participação em fontes renováveis na matriz energética até 2030 (BRAZIL, 2015). No setor energético, o desafio que estava posto se devia ao fato de que a maior parte da participação renovável na matriz energética se devia à presença da fonte hidráulica e, nesse período, havia contribuído para o percentual de 40,4% em 2013, mas estava apresentando queda nos anos 2014 e 2015. Devido à menor oferta hídrica, a proposta do acréscimo em fontes renováveis seria sem a participação desta fonte, com aumento do uso de fontes renováveis como biomassa, eólica e solar e com o aumento da participação dos biocombustíveis. Desde 2009, com a realização dos leilões voltados ao aumento da participação das fontes alternativas na matriz energética brasileira, essas fontes já representam 25% de toda energia produzida no país (EPE, 2020b).

A primeira década do século XXI no Brasil foi ocupada para se conhecer o potencial eólico onshore nacional. No Plano Nacional de Energia 2030 (EPE, 2007), o vento estava sendo apresentado como fonte energética a se aproveitar no longo prazo, sendo identificado um potencial de 143 GW em seu território (AMARANTE et al., 2001). Com o objetivo de desenvolver a indústria eólica, o país deu os primeiros passos com o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas – PROINFA (ANEEL, 2020b) e com os primeiros leilões específicos para desenvolvimento de novas usinas a partir de fontes alternativas. Inicialmente, com leilões específicos para fontes como eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa; depois essas fontes já concorriam com as fontes convencionais. Na primeira fase do PROINFA ocorre a contratação de 3.300 MW em capacidade de geração elétrica dividida igualmente entre as três fontes, com início de operação das usinas até o fim de 2008 e com compra assegurada da energia produzida por 20 anos. Na segunda fase, busca-se alcançar o percentual de 10% do consumo de energia elétrica no país com essas fontes (BRASIL, 2002).

Desde então, a indústria eólica só cresce e atualmente está consolidada, tendo registrado em junho de 2020, 16 GW de capacidade instalada no continente – parques *onshore* – distribuídos em 637 parques eólicos que totalizam 7.738 aerogeradores em operação, tendo o vento como a segunda principal fonte de energia do país e sendo responsável por quase 10% de toda a capacidade instalada no território nacional, mas não possui nenhum parque eólico *offshore* em construção (ANEEL, 2020c).

A experiência brasileira em curso quanto à utilização da fonte eólica onshore na matriz elétrica tem se configurado como uma atividade predominantemente realizada nas áreas

costeiras, com maior incidência no litoral nordestino. De toda capacidade instalada em aerogeradores no Brasil, até julho de 2020, 41% está localizada a menos de 25 km do litoral e, destes, 56% a menos de 5 km. Essa concentração costeira já havia sido indicada pelo Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (AMARANTE et al., 2001), que apontava a maior parte de toda a costa brasileira, com destaque para o litoral nordestino, como área que concentra os melhores sítios. Destaca-se que, sozinhos, os Estados do Ceará e do Rio Grande do Norte respondem por 41% de toda a capacidade instalada em energia eólica no Brasil, e contam com 71% dos aerogeradores localizados até 5 km de distância da linha de costa (ANEEL, 2020; IBGE, 2019).

Consolidada a estrutura de aproveitamento onshore do potencial eólico que margeia o litoral, inclusive com o adensamento em áreas de maior atrativo econômico por se tratar de localidade de interesse turístico, a construção de parques começa, naturalmente, a avançar sobre o potencial localizado em áreas centrais do território brasileiro. Desse modo, o crescimento da capacidade produtiva está relacionado à construção de novos parques eólicos nos territórios do interior brasileiro, geralmente em municípios de baixo dinamismo econômico (HOFSTAETTER, 2016). Contudo, mesmo com o crescimento constante e contínuo que a indústria eólica brasileira experimenta desde 2009, a capacidade instalada ainda não representa nem 10% do seu potencial, evidenciando que ainda há muito espaço para expandir a indústria eólica em terra com preços competitivos em relação às fontes não renováveis e até mesmo com relação à fonte hídrica.

Entretanto, considerando a vocação brasileira de elevado potencial eólico onshore, constitui-se em alternativa estratégica ao país, além de estar alinhada com a tendência mundial, a preparação para o desenvolvimento de uma indústria eólica offshore brasileira, que seja robusta e que possa desempenhar um papel estratégico para o aperfeiçoamento do setor energético. Considerando ainda a enorme biodiversidade de espécies marinhas presentes na costa brasileira e a realização de outras atividades com finalidades econômicas na região litorânea como a atividade pesqueira e o turismo, torna-se imprescindível o conhecimento do potencial eólico offshore na costa brasileira, mas de modo que permita o aproveitamento harmonioso das demais potencialidades econômicas da costa.

Observa-se que a perspectiva brasileira é muito otimista quanto ao desenvolvimento de uma indústria eólica offshore robusta, supondo-se possuir elevado recurso eólico disponível e reunir elementos físico-ambientais como águas rasas próximas à costa em vasta extensão litorânea, já excluindo áreas de preservação ambiental do rol de áreas aptas ao recebimento de parques eólicos ou de ser degradado por alguma obra relacionada com o parque. Este trabalho constitui-se como importante contribuição ao se propor produzir uma avaliação do potencial

eólico *offshore* combinando variáveis físicas em áreas que ampliam a atratividade do potencial com uma variável ambiental que exclui áreas que apresentam parte deste potencial, permitindo a antecipação de possíveis conflitos que surjam na atividade de aproveitamento do potencial identificado na costa brasileira. A abordagem desta pesquisa inclusive vem preencher lacunas existentes de outros trabalhos com objetivos de estimativa do potencial eólico *offshore* brasileiro. Esse levantamento pode ser considerado como um subsídio científico para a formulação de um plano de zoneamento que discipline o uso eficiente da área marinha para a promoção da indústria eólica *offshore* brasileira.

A originalidade desta pesquisa se evidencia por fazer uso de uma metodologia que possibilita a análise conjunta dos critérios adotados para a costa brasileira, produzindo resultados que permitem mapear áreas de maior vocação para a realização de uma atividade econômica sem promover modificações significativas no ambiente natural onde a atividade eólica *offshore* será realizada.

Referenciado no contexto apresentado, essa pesquisa tem por **objetivo** estimar o potencial eólico *offshore* na ZEE brasileira considerando não somente o recurso eólico disponível na região, mas, de forma conjunta, restrições de ordem físico-ambiental que expressem melhor os condicionantes técnico-econômicos para a sua exploração. Para tanto, emprega a metodologia de Análise Multicritério como forma de revelar a disponibilidade do recurso eólico considerando restrições de natureza ambiental. Os resultados obtidos permitem subsidiar o planejamento da exploração eólica, como atividade econômica, sem promover modificações significativas no ambiente natural onde está localizada.

Seus objetivos específicos buscam:

- Destacar áreas que possuem maior potencial eólico em ambiente marinho, apresentando para estas uma estimativa de capacidade instalável;
- Comparar e avaliar as semelhanças presentes nas áreas de maior potencial, apontando as relações entre a região identificada com as alternativas de fundação *offshore* e sistemas de transmissão disponíveis.

Segundo (PROVDANOV, FREITAS, 2013), a pesquisa científica pode ser classificada conforme sua natureza, seus objetivos, seus procedimentos técnicos e quanto à forma de abordagem do problema. Assim, esta pesquisa é de natureza *básica*, pois constrói novos conhecimentos sem estar vinculados a alguma aplicação imediata. Quanto ao objetivo é

exploratória, visto que produz conhecimento de maneira a permitir maior definição e delineamento do objeto. Com relação à metodologia, trata-se de uma *pesquisa bibliográfica* sendo seu resultado construído a partir de artigos científicos, teses, dissertações, monografias, livros, relatórios de agências regulatórias e legislações. Por fim, quanto a sua abordagem, é classificada como *quantitativa*, visto que considera tudo o que pode ser quantificável, expressando informações e perspectivas através de números, fazendo uso de recursos matemáticos, estatísticos e computacionais.

Para a seleção dos artigos científicos, foram consultadas as bases de pesquisa do Portal de Periódicos CAPES, com ênfase nas bases *SciELO*, *Scopus*, *Science Direct* e *Web of Science*, com consultas eventuais a outras bases. Para a seleção das teses e dissertações, foi consultada a Biblioteca Digital Brasileira de Teses e Dissertações (BDTD) e para os artigos científicos, foram feitas buscas com as palavras-chave relacionadas a Energias Renováveis, Eólica Offshore e variações semelhantes, nos idiomas inglês e português. Os relatórios, documentos e legislações utilizados sempre foram obtidos por meio de órgãos oficiais governamentais, nacionais ou estrangeiros, municipal, estadual ou federal, agências de reconhecimento internacional e instituições de pesquisa. Todos os dados obtidos e utilizados são públicos, nada sendo sigiloso, de domínio particular, obtidos gratuitamente, processados em plataformas públicas ou com uso de softwares livres, permitindo e recomendando a reprodução e a verificação de todos os resultados obtidos e de todas as etapas realizadas.

O trabalho está disposto em cinco capítulos, incluído o **Capítulo 1**, introdutório.

O **Capítulo 2** reúne a base teórica para a realização do aproveitamento eólico offshore, apresenta os principais elementos constituintes de um parque eólico offshore, evidenciando as principais alternativas construtivas e tecnológicas. Apresenta o desafio da medição do recurso eólico em alto mar e as principais alternativas que têm sido praticadas para a extração de potência eólica. Discorre quanto aos principais tipos de fundações de base fixa e flutuante em parques offshore, principais tipos de embarcações necessárias às construções offshore e trata a respeito dos principais sistemas de transmissão offshore.

O **Capítulo 3** expõe a temática ambiental no aproveitamento eólico offshore. Resgata o aparecimento histórico do crescimento da importância que foi dada a esse tema nos principais tratados internacionais. Discorre sobre os principais impactos ambientais presentes na literatura, bem como as principais ações mitigadoras aos impactos, destacando as vantagens que o aproveitamento offshore acrescenta em relação à modalidade onshore. Caracteriza as especificidades do aproveitamento eólico brasileiro, discutindo entraves que precisam ser

superados do ponto de vista regulatório no âmbito do licenciamento ambiental e do ponto de vista econômico.

O **Capítulo 4** apresenta os dados utilizados, a metodologia e os critérios adotados na pesquisa. Explica os elementos determinantes para o potencial eólico e o referencial teórico que fundamenta a opção metodológica adotada, seu uso nas estimativas de potencial eólico presentes na literatura, bem como na localização dos melhores locais para a construção dos parques eólicos. Avança com sua aplicação de forma integrada a um Sistema de Informações Geográficas (SIG) especificando a área de estudo e os critérios adotados.

No **Capítulo 5** os resultados da pesquisa são apresentados e discutidos. São destacadas as áreas de maior potencial identificadas, descrevendo suas características mais importantes, classificando áreas preferenciais para o aproveitamento. Evidenciam-se as vantagens que cada uma delas apresenta e discutem-se as relações com a localidade e com outros setores estratégicos com os quais pode desenvolver de forma mais promissora seu potencial.

Por fim, no **Capítulo 6** são apresentadas as considerações finais da tese, suas limitações, além de sugestões de continuidade dos estudos.

2. POTENCIAL EÓLICO OFFSHORE: BASE TEÓRICA, ELEMENTOS CONSTRUTIVOS E TECNOLÓGICOS PARA SEU APROVEITAMENTO

As tecnologias de conversão da energia cinética dos ventos em eletricidade utilizadas nos empreendimentos onshore e offshore utilizam de um mesmo princípio físico: disponibilizar nos terminais de um gerador a energia demandada pelo sistema a ser alimentado. As diferenças entre esses dois mercados estão nas técnicas aplicadas, frente aos desafios presentes nos locais de aproveitamento, entre os quais se podem destacar: i) diferentes logísticas de transporte das máquinas; ii) elementos estruturais que suportam as instalações; iii) condições ambientais severas às quais estão submetidas as torres e demais equipamentos utilizados. O percurso ora vivenciado pelo desenvolvimento da indústria eólica offshore aponta para o setor vantagens em relação ao onshore. Todavia essa indústria vem superando desafios de diversas ordens para a sua consolidação como alternativa aos sistemas de geração de eletricidade em diversos mercados regionais e nacionais.

Os parques eólicos constituem-se fundamentalmente por um conjunto de aerogeradores, subestações e linhas de transmissão. As pás do aerogerador, por serem responsáveis pela captura da energia cinética dos ventos e pela sua conversão em energia mecânica disponibilizada no eixo do rotor, conforma-se no principal componente aerodinâmico.

Nos aproveitamentos offshore, os aerogeradores – por serem instalados em um ambiente marinho – têm suas torres de sustentação e outras infraestruturas, a exemplo das subestações, edificadas em fundações submersas. As linhas de transmissão, por serem submersas, demandam uma maior atenção quanto de seu planejamento e operação para que se garanta uma maior durabilidade dos elementos condutores e do sistema de isolamento, proteção e blindagem. Esse planejamento foca-se na redução das barreiras e riscos à manutenção impostos por um ambiente severo em termos climatológicos, devendo ser garantidas a segurança da operação, bem como da fauna e flora no seu entorno. As linhas de transmissão fazem a ligação com uma subestação, que por sua vez, permite o escoamento da energia elétrica disponibilizada pelo parque ao sistema elétrico.

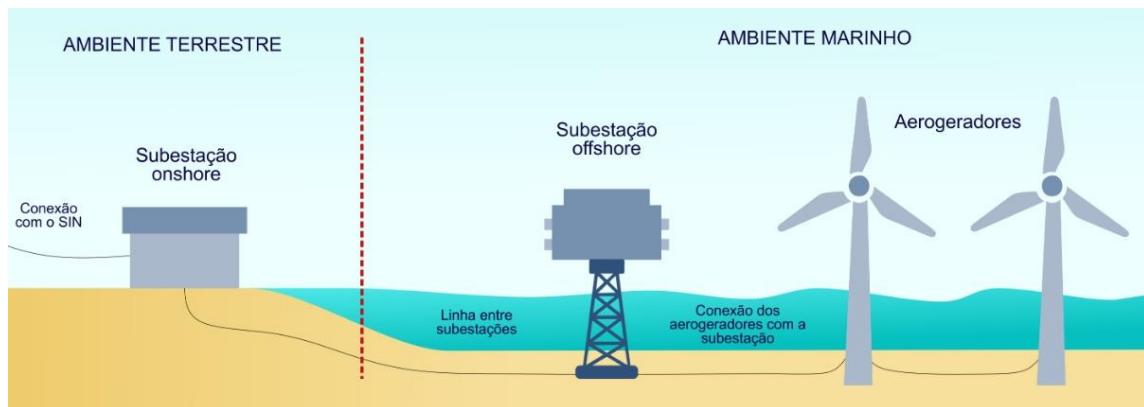


Figura 2.1. Esquema do sistema de produção e transmissão de energia de um parque eólico offshore. Fonte: (MALHOTRA, 2011)

A Figura 2.1 apresenta o esquema de um parque eólico offshore conectado à linha de transmissão terrestre. Nela se pode observar a representação de dois aerogeradores interconectados e sua conexão com uma subestação offshore. As torres de sustentação das máquinas e as subestações (ou unidades conversoras) são construídas sobre fundações submersas que são definidas, principalmente, pela profundidade do local onde elas ficam. As linhas de transmissão até a costa também são submersas, demandando um planejamento adequado de modo a garantir a maior durabilidade possível dos cabos de alto custo e de difícil manutenção devido à severidade do ambiente, assim como à segurança da operação e dos seres vivos que sofrem os riscos desta atividade. Registram-se também linhas terrestres, fazendo a ligação da subestação em mar com a subestação em terra, que por sua vez, permite o escoamento da energia produzida para o sistema elétrico disponível no continente. Observa-se, portanto, que a viabilidade técnico-econômica de um parque eólico offshore está diretamente associada à distância da costa e à profundidade do leito oceânico no local do aproveitamento. Esses dois elementos são determinantes para a formação dos custos de construção, operação e manutenção dos parques.

Por outro lado, com vistas à instalação de um parque eólico offshore em região litorânea, se torna necessária a realização de uma avaliação ambiental adequada de modo que o empreendimento não se constitua em um vetor de degradação de ecossistemas marinhos, que abrigam uma grande biodiversidade. Diante da importância de desenvolver uma atividade econômica que coexista em harmonia com o meio ambiente, nesta tese é feita uma avaliação do potencial eólico offshore na costa brasileira considerando aspectos tecnológicos e construtivos com implicações econômicas para os parques, mas inclui a dimensão ambiental em seu escopo. Para tanto, faz-se uso do mapeamento institucional realizado por meio dos

órgãos ambientais da esfera federal e estadual das Unidades de Conservação (UCs) Marinhas já existentes, de modo a apresentar resultados relevantes que venham servir de suporte ao planejamento e desenvolvimento de políticas para o aprimoramento do setor energético brasileiro.

2.1 Medição do recurso eólico

Diante do caráter estocástico do vento, não é simples realizar sua modelagem. Para se ter uma modelagem meteorológica significativa do ponto de vista estatístico, é necessária a existência de uma enorme quantidade de dados tais como temperatura, umidade, pressão atmosférica, velocidade do vento e radiação, de forma que seja possível incluir o máximo das condições presentes que influenciam na formação do tempo. Além disso, é necessária uma grande quantidade de observações temporais desses dados, de modo que seu histórico seja robusto, dando confiabilidade à modelagem.

A obtenção de dados de vento pode ser feita de forma direta através de estações anemométricas ou de forma indireta com o uso de satélites. A obtenção direta dos dados concede maior confiança nas informações, porém a instalação de torres para essa medição custa caro. A colocação de anemômetros em terra pode ser feita em estações meteorológicas, em aeroportos ou até mesmo a construção de torres específicas para realizar a medição, ainda assim são de cobertura limitada, necessitando de muitas delas.

A medição do recurso eólico em ambiente marinho pode ser feita por meio de estações meteorológicas. No entanto, os custos envolvidos nessa estrutura de medição se mostram elevados. Por apresentarem menores custos, frequentemente são utilizadas torres de medição instaladas em boias ou plataformas marítimas. Algumas estações de medição são instaladas no continente, em sítios próximos ao mar. Os dados fornecidos por essas estações permitem seu uso em modelos matemáticos que produzem dados de vento sobre o mar com confiança para um determinado raio de ação. Entretanto, a forma mais praticada para a obtenção de dados meteorológicos em vastas áreas, como ocorre com a superfície dos mares, é o uso de satélites específicos para esse fim. Um exemplo da utilização de satélites exclusivos para a medição de parâmetros meteorológicos foi a missão realizada pelo satélite QuikSCAT que orbitou a Terra por mais de 20 anos coletando dados de vento próximos à superfície cobrindo quase toda a superfície terrestre em cerca de 90% do oceano sem gelo com resolução espacial de 12,5 km a 50 km, sendo utilizado para mapeamento de recursos eólicos em escala continental. (POLITO *et al.*, 2015; VAREJÃO-SILVA, 2006).

A medição feita por um satélite utiliza um equipamento chamado de Escaterômetro. O mesmo consiste de um sensor de espalhamento que consegue registrar a velocidade do vento próximo à superfície do mar por meio da emissão de um sinal de radar de forma oblíqua em direção ao mar e no registro da fração de sinal que retorna após interagir com as ondas (Polito *et al.*, 2015). Os dados que são obtidos por satélites são processados por modelos matemáticos

de análise meteorológica, produzindo as reanálises. Com dados coletados diariamente, os produtos de reanálise são atualizados e disponibilizados de forma gratuita em plataformas digitais. As informações produzidas pelos satélites têm importância crítica para aplicações como a previsão do tempo e de ondas. Centros de meteorologia são responsáveis pelo monitoramento dos satélites, processamento dos dados e produção das reanálises. A organização americana *National Oceanic and Atmospheric Administration* (NOAA), o *European Centre for Medium-Range Weather Forecast* (ECMWF) e, no Brasil, o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), disponibilizam os produtos de reanálise. Os materiais produzidos nessas reanálises são arquivos que contém imensa quantidade de informações, sendo necessárias ferramentas de geoprocessamento para sua utilização. Dessa forma, torna-se necessário o uso de um SIG para o trabalho com a grande quantidade de dados.

2.2 Potência disponível

A potência disponível em um aproveitamento eólico é função da superfície varrida pelas pás do aerogerador, variando também com o cubo da velocidade do vento que nela circula. A equação 1 permite determinar a potência em uma turbina eólica, sendo esta dada por:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (1)$$

onde

P é a potência disponível do vento (em W);

ρ é a densidade do ar (em kg.m^{-3});

A é a área varrida pelo rotor da turbina (em m^2); e

v é a velocidade do vento (em m.s^{-1}).

A densidade do ar é um elemento a ser considerado na definição da potência disponível. No entanto, na camada atmosférica de interação com a superfície terrestre, esse valor é praticamente constante. No atual estágio de desenvolvimento da tecnologia eólica para geração de energia elétrica, a densidade do ar não constitui em elemento de diferenciação entre as diversas formas de aproveitamento, uma vez que seu valor na troposfera está em torno de $1,225 \text{ kg.m}^{-3}$ e as alturas das torres sempre são bem menores que o comprimento dessa camada atmosférica.

Já a área do rotor, determinada pelo comprimento das pás, é um fator condicionante da altura da torre onde será instalada a nacelle. A figura 2.2 apresenta o perfil frontal de uma torre eólica, demarcando a área definida pelo rotor.

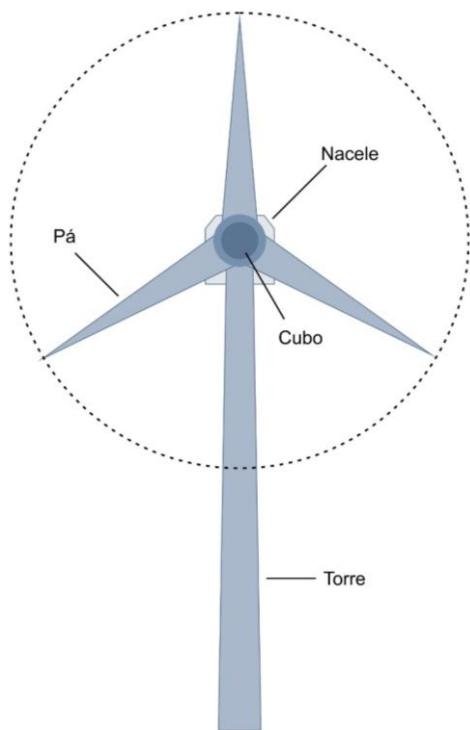


Figura 2.2 Perfil frontal de uma torre eólica. Fonte: (SCHAFFARCZYK, 2014)

Por meio da figura 2.2, é possível observar que o rotor se encontra centralizado na nacelle, que por sua vez se apoia na torre. A altura máxima alcançada pelo rotor é determinada pelas dimensões da torre acrescida do comprimento da pá. Para ampliar a área de varredura do rotor, e com isso extrair uma maior quantidade de energia, aumenta-se o comprimento da pá. Entretanto, este aumento é condicionado pelo estado da arte da tecnologia eólica, quer por limitações técnicas e/ou de infraestrutura: rodoviária – por onde são transportadas as pás, portuária e maquinário.

Ao longo dos anos de evolução das turbinas eólicas, mais precisamente a partir de 1890, os rotores ampliaram significativamente em suas dimensões, de um diâmetro médio de 17 m em 1900 a 160 m em 2020, conforme representado na figura 2.3. Nela é possível perceber que na fase inicial do desenvolvimento dos primeiros projetos de turbinas eólicas nos anos 1900 até por volta dos anos 1960, os avanços nos projetos iam além de um aumento no tamanho dos rotores, mas também implementavam inovações tecnológicas, de forma que era possível aumentar a produção de energia fazendo uso de um rotor de mesmas ou de menores dimensões.

Consolidado um designer eficiente de aerogeradores, a indústria eólica seguiu pelo caminho de ampliar a capacidade instalada por unidade, fazendo uso de rotores cada vez maiores.

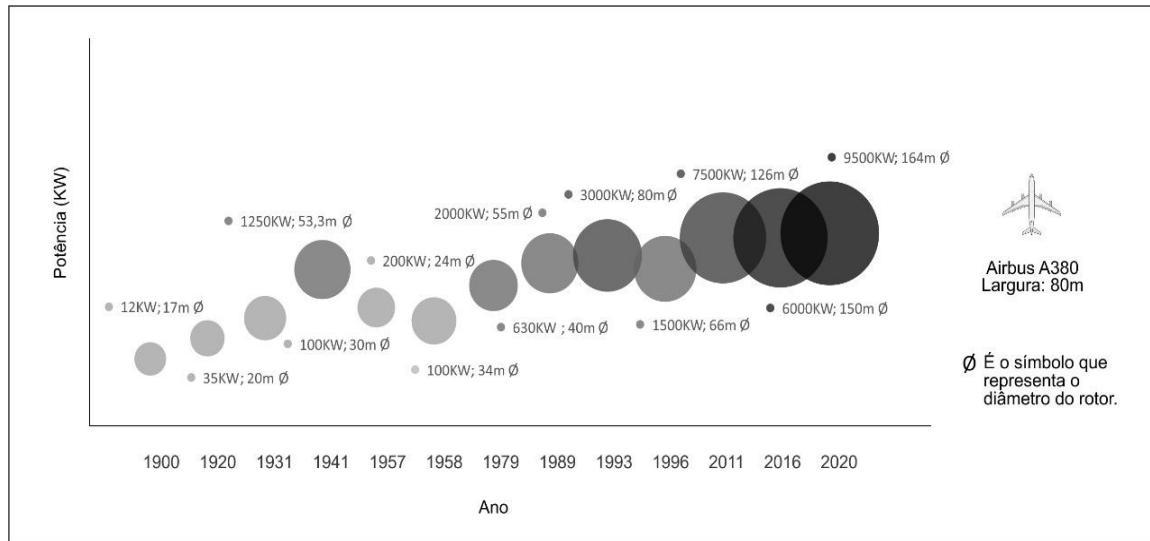


Figura 2.3. Evolução do diâmetro do rotor e potência dos aerogeradores.

Fonte: (ORSTED, 2019, PINTO, 2014, SCHAFFARCZYK, 2014)

A potência disponível em um aerogerador, conforme determinado na equação 1, manifesta a importância da velocidade do vento na viabilidade de um aproveitamento eólico, uma vez que a potência extraída é função do cubo desta. Importa ressaltar que nem sempre os dados de vento estão disponíveis na altura ou no local do aproveitamento. Nessas condições, a obtenção dessas informações torna necessária a extrapolação dos dados obtidos em outro local, a uma altura de referência, para o sítio onde se vai instalar o aerogerador. A equação 2 permite realizar os referidos cálculos.

$$V(h) = V(h_0) \frac{\ln\left(\frac{h}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_0}{z_0}\right)} \quad (2)$$

onde

$V(h)$ é a velocidade do vento que se quer conhecer na altura h ;

$V(h_0)$ é a velocidade do vento conhecida na altura h_0 ;

h é a altura que se deseja conhecer a velocidade do vento;

h_0 é a altura onde já se conhece a velocidade do vento;

z_0 é o comprimento da rugosidade do terreno. No mar, esse valor é de 0,0002 m.

Esse procedimento foi realizado para avaliar o potencial eólico na costa chinesa (NIE AND LI, 2018), na costa do Egito (MAHDY AND BAHAJ, 2018), no sul da costa oeste da Coréia do Sul (KIM *et al.*, 2018), na Índia (NAGABABU *et al.*, 2017) e na costa oeste dos países que margeiam o Mar Báltico (CHAOUACHI *et al.*, 2017). No Brasil, o mesmo padrão foi aplicado em toda a costa brasileira (ORTIZ AND KAMPEL, 2011): no litoral da região sudeste (PIMENTA *et al.*, 2008); no litoral das regiões Norte e Nordeste (DE SOUZA *et al.*, 2013) e no litoral do Estado do Ceará (LIMA *et al.*, 2015). Destacam-se nesses trabalhos a utilização de bases de dados de vento disponibilizadas de formas variadas como em multiplataformas, atlas eólicos, sistemas de análise local, dados primários extraídos dos satélites e do produto de reanálise ERA-Interim, sendo este último a base adotada na presente pesquisa. ERA-Interim é a reanálise produzida pelo ECMWF, designado pela *World Meteorological Organization* (WMO) como centro líder em previsões e referência mundial, além de disponibilizar seus resultados de forma integral e consolidada com cobertura temporal desde 1979.

Considerando a natureza estocástica do vento, faz-se necessária a realização do levantamento das ocorrências de velocidades de vento ao longo de um período, de forma a ser possível obter a síntese das informações por meio de um histograma, e então, definir a curva com a distribuição de frequência das velocidades de vento em determinado sítio.

Importa destacar que a variação do vento ocorre de forma contínua ao longo do tempo, portanto sua descrição mais precisa se dá por meio da curva de distribuição de frequência. Entretanto, considerando que a coleta dos dados é discreta (acontece em determinados momentos separados por um intervalo de tempo), é comum que se conheça o histograma que representa o regime de ventos em determinado local.

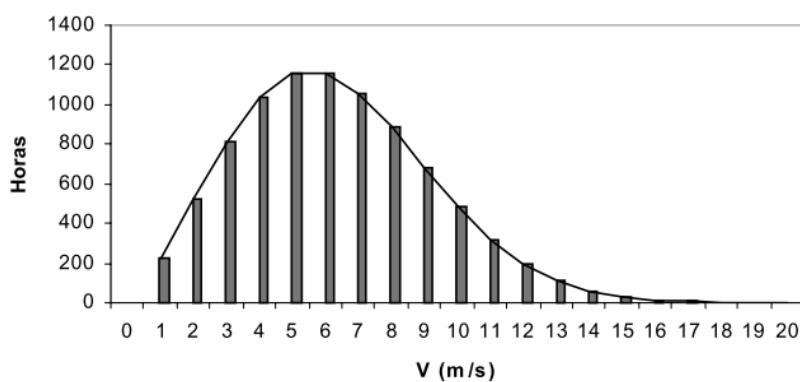


Figura 2.4. Histograma e a curva da distribuição de frequência.

Fonte: Adaptado de PINTO (2014).

A figura 2.4 permite verificar o ajuste de uma curva de distribuição de frequência a partir de um histograma. Com seus dados, é possível calcular as probabilidades de ocorrência dos ventos em uma determinada velocidade e assim definir a sua distribuição de probabilidade. A distribuição de Weibull é reconhecidamente aquela que melhor descreve a distribuição das velocidades características do regime de ventos (SCHAFFARCZYK, 2014). A equação 3 apresenta a expressão desta distribuição.

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}, k>0, c>1 \quad (3)$$

onde

v é a velocidade do vento (m/s);

k é o fator de forma (adimensional);

c é o fator de escala (m/s).

Alguns métodos podem ser utilizados para estimar os parâmetros da função dependendo dos dados disponíveis e do rigor requerido na análise, sendo eles: mínimos quadrados para a distribuição observada; velocidades de vento média e quartis, método da correlação de k com a velocidade média; métodos gráficos como os de Hennessey e Rohatgi (SILVA *et al.*, 1999). Para a obtenção dos parâmetros da distribuição de Weibull é necessário o uso de recurso computacional que faça o ajuste das curvas em relação à ocorrência dos ventos. De modo simplificado, o parâmetro “ k ” é obtido a partir do histograma que descreve discretamente a ocorrência dos ventos em um determinado local. Geralmente, a ocorrência dos ventos produz um histograma no formato de uma distribuição de Weibull onde $k = 2$, particularmente conhecida como distribuição de Rayleigh. Já o parâmetro “ c ” de escala é obtido através da equação

$$c = \frac{\bar{v}}{\Gamma\left(1 + \left(\frac{1}{k}\right)\right)} \quad (4)$$

onde

\bar{v} é a média das velocidades (m/s);

k é o fator de forma (adimensional); e

Γ é uma função Gama.

Na figura 2.5 pode-se ver três exemplos da distribuição de Weibull diferentes. Essas curvas são produzidas variando-se o parâmetro “k” na equação 3 apresentada anteriormente. A observação de um histograma que registra ocorrência de velocidade de ventos assemelha-se com a curva onde $k = 2$.

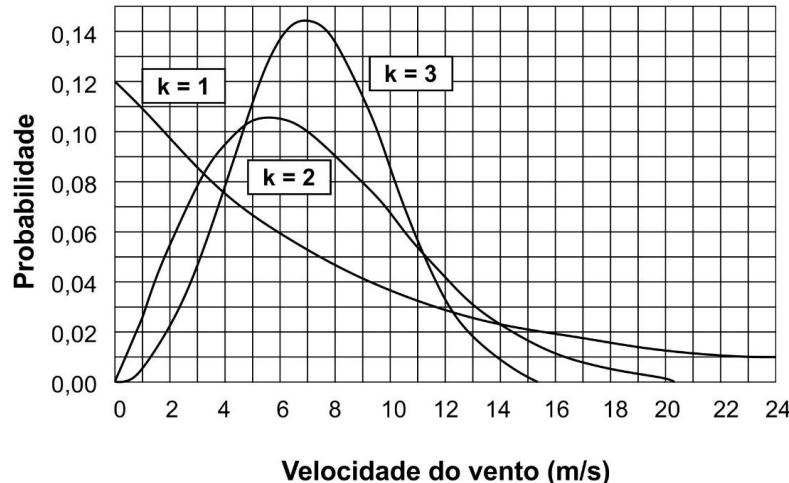


Figura 2.5. Distribuição de Weibull para diferentes fatores de forma (k).

Fonte: Adaptado de PINTO (2014).

Já na figura 2.6, as curvas foram determinadas fazendo uso da mesma equação 3, mas variando-se o parâmetro “c” de escala. Nela percebe-se que quanto maiores são as médias das velocidades de vento obtidas, mais achatadas são as curvas. Diante disso, a definição de qual curva melhor se ajusta ao histograma depende dos dados registrados. Sintetizando as informações, os valores de “k” expressam as formas de como se dá a frequência dos ventos, segundo as suas ocorrências ao longo do tempo. Já os valores de “c” expressam a intensidade dos ventos, de forma que, quanto maior for seu valor, o parâmetro expressa que maiores são as velocidades dos ventos.

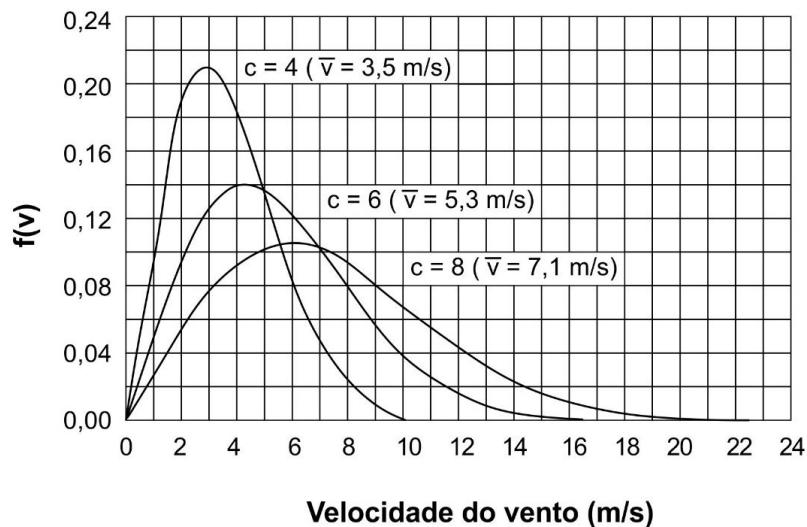


Figura 2.6. Distribuição de Weibull para diferentes fatores de escala (c).

Fonte: Adaptado de PINTO (2014).

Ressalta-se que a formulação definida na equação 3 se aplica para um conjunto de dados de vento que foi observado por um período de tempo para um determinado sítio, onde tenha sido instalada uma torre de medição. A exigência da obtenção dos dados dessa maneira está relacionada com o rigor e a precisão que se deseja. Este é o método indicado quando se busca menor incerteza nos resultados em uma área restrita. Nesta tese a investigação é feita em uma vasta área da superfície do mar, o que impõe simplificações no método. Portanto, o levantamento do potencial eólico offshore foi feito utilizando o método semelhante ao realizado no trabalho de PIMENTA *et al.* (2008), que seguiu procedimento realizado por KEMPTON *et al.* (2007), como detalhado no capítulo seguinte.

Conhecido o recurso eólico disponível em determinado local, um aerogerador pode ter sua produção de energia quantificada segundo um gráfico que informa quanto da potência da turbina está sendo aproveitada de acordo com a velocidade do vento incidente. Esse gráfico é conhecido como curva de potência e pode ser visto na figura 2.7.

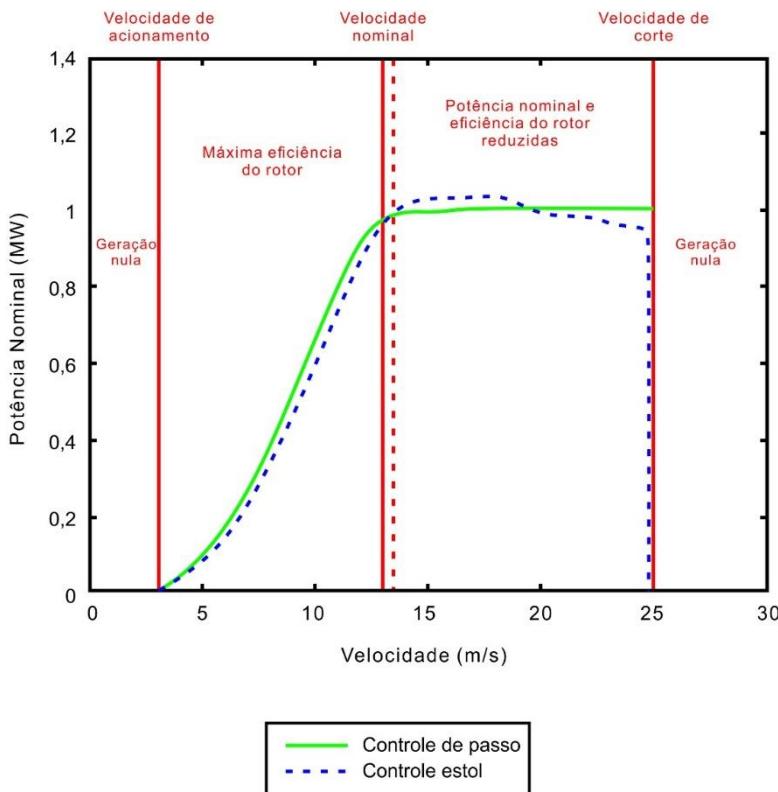


Figura 2.7. Curvas de potência de dois aerogeradores.

Fonte: Adaptado de LEITE *et al.*, (2006).

Na figura 2.7 são apresentadas duas curvas de potência: uma em linha sólida, representando a produção de energia de uma turbina com controle de passo, e outra tracejada, representando uma turbina com controle estol. Em ambos os casos, as máquinas não produzem energia se a velocidade de vento estiver abaixo da *velocidade de acionamento* ou *velocidade de entrada* (*cut-in* em inglês). Conforme é possível ver na figura 2.7, a partir da velocidade de entrada, à medida que aumenta a velocidade do vento, maior é a produção de energia. Isso se verifica até que seja alcançada a *velocidade nominal* da turbina, na qual a produção tende a ser máxima, visto que o aerogerador está funcionando na máxima capacidade para qual foi projetado. Entretanto, como os esforços sobre a turbina ampliam-se significativamente com o aumento da velocidade do vento, esta permite circular os ventos de velocidades superiores à máxima estabelecida, de forma que a turbina mantenha-se funcionando na faixa de segurança, garantindo a integridade do aerogerador.

A velocidade máxima é, por sua vez, a *velocidade de corte* ou *velocidade de saída* (*cut-out*) e há duas formas usuais de permitir a passagem das rajadas de vento com segurança: o controle estol e o controle de passo.

O controle *estol (stall)* trata-se de um controle passivo onde as pás dos aerogeradores possuem um formato aerodinâmico que permitem a flexão em seu comprimento com a passagem do vento, diminuindo a principal componente do vento que produz a rotação da pá. Com isso, a perda de potência ocorre de forma suave e, à medida que a velocidade do vento assume valores dentro do que foi projetado para a turbina, seu funcionamento volta à normalidade. Esse controle é o mais usado por apresentar reduzida complexidade construtiva e de operação, o que dispensa a necessidade de equipamentos auxiliares.

Já o controle de passo (*pitch*) exige a presença de um mecanismo que permite o giro das pás do rotor (controle ativo) para um ângulo que possibilite a passagem do vento sem provocar esforço sobre elas. O controle de passo constitui-se em um mecanismo mais eficiente no aproveitamento dos ventos de maior velocidade, permitindo a manutenção do funcionamento da turbina no regime de velocidade nominal por mais tempo e de maneira constante. Todavia, necessita de sensores, equipamentos, manutenção e, por vezes, até de um operador, elevando seu custo (SILVA, 2013).

2.3 Fundações de uso em parques eólicos offshore

A realização de uma obra de engenharia em ambiente marinho, torna imperativo a condução de estudos oceanográficos, geológicos e geotécnicos das condições físicas e estruturais do solo que sofrerá a intervenção. O necessário conhecimento das condições do solo marinho, torna de grande importância a investigação geofísica de área submersas, sejam elas em águas rasas ou de maior profundidade. Para a investigação em águas rasas, métodos sísmicos de ecobatimetria são mais comuns, nos quais há o emprego de equipamentos que utilizam fontes acústicas de alta frequência (BIAZON AND SUMIDA, 2020; SOUZA, 2008). A literatura concernente a estudos voltados a caracterização de sítios com maior vocação para a construção de parques eólicos observa a predominância da descrição geofísica do leito oceânico por meio de batimetrias (CHAOUACHI, COVRIG, *et al.*, 2017, CHRISTOFORAKI, TSOUTSOS, 2017, KIM, JANG, *et al.*, 2018, MAHDY, BAHAJ, 2018).

Identificadas as regiões marinhas que apresentam potenciais eólicos economicamente exploráveis, esses sítios precisam estar aptos a suportarem diferentes fundações que receberão a carga dos aerogeradores. As fundações são os elementos estruturais que transferem o peso das torres para o solo. Sua definição depende do tipo de solo onde será apoiada e da carga a ser suportada. Essas fundações diferenciam-se pela complexidade de sua construção, peso, condições de transporte, profundidade para sua construção, sendo projetadas para combater o

momento de tombamento das torres sob condições extremas de vento. Na figura 2.8 são destacadas as principais fundações utilizadas em parques eólicos offshore. Essas fundações possuem características de ordem construtiva e econômica que favorecem à adoção por um tipo em detrimento do outro ao serem consideradas circunstâncias locais disponíveis para cada parque (MALHOTRA, 2011; PINTO, 2014; SCHAFFARCZYK, 2014; TORRES, 2017).

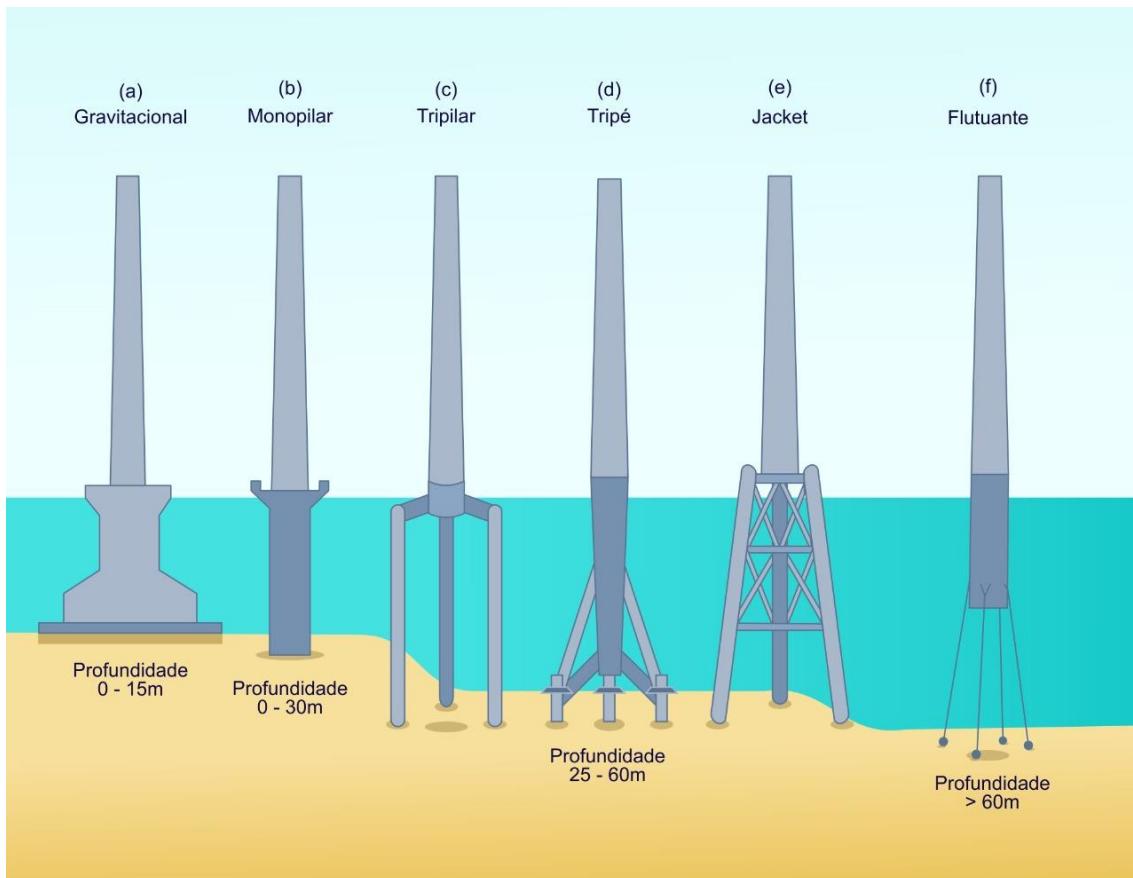


Figura 2.8. Tipos de fundações para parques eólicos offshore. Fonte: (PINTO, 2014)

Para construção em águas rasas, cuja profundidade do solo oceânico seja inferior a 30 m, as fundações de uso mais comuns são a **Gravitacional** e a **Monopilar**. Elas apresentam menor custo, fabricação e instalação mais simples. A fundação **Gravitacional**, como o nome indica, constitui-se em um bloco de concreto que resiste a cargas de queda pela própria gravidade. Normalmente são colocadas em locais onde a instalação de pilhas no fundo do mar é difícil, como em uma borda rochosa ou em solos em águas relativamente rasas. Seu uso é mais adequado quando as cargas ambientais são relativamente baixas, quando a carga morta é significativa ou quando o lastro pode ser fornecido a um custo razoável, tornando-se viável economicamente. São estruturas que ficam apoiadas sobre o leito marinho, sendo caracterizadas

por terem uma larga base circular de diâmetros que varia de 12 a 18 m, e podem pesar de 500 a 1000 toneladas. Já a fundação do tipo **Monopilar** consiste em uma pilha de tubos de aço de grande diâmetro, com espessuras de parede de até 150 mm. Geralmente é cravada no fundo do mar por martelos de grande impacto ou vibratórios ou são rejuntadas em soquetes perfurados na rocha. Comparada com a gravitacional, possui mínimo impacto ambiental. Em 2018, na Europa, as fundações monopilares respondiam por 66% de todas as fundações de torres eólicas offshore (WIND EUROPE, 2018).

Para águas consideradas de transição, nas quais a profundidade varia, em média, de 30 m a 60 m, as fundações mais usuais são a **Tripilar**, a **Tripé** e a do tipo **Jaqueta**. A fundação **Tripilar** possui o mesmo conceito da monopilar: consiste em três pilares conectados à torre por uma peça de transição acima do nível da água. A fundação em **Tripé** é uma estrutura de três pernas, mas apresenta vista plana triangular. Consiste em elementos de tubo de aço que se conectam em cada canto horizontalmente e se conectam à torre diagonalmente por meio de um eixo central de aço. São fabricadas em terra e transportadas até o local, dispensando o preparo do fundo do mar, entretanto não podem ser utilizadas em leito oceânico rochoso. Já a fundação do tipo **Jaqueta** se constitui em uma variação do tripé, compondo-se de uma treliça com vários membros estruturais. A camisa (termo pelo qual é chamada a treliça) consiste em uma estrutura de três ou quatro pernas, feitas com tubos de aço, conectados com braçadeiras para fornecer a rigidez necessária. Comparada com o tripé, possui uma seção transversal mais larga na maior parte da estrutura, permitindo que os elementos de aço que compõem as pernas sejam posicionados longe do eixo central. Esse arranjo resulta em uma redução significativa de material utilizado na sua construção.

Em águas com profundidades superiores a 60 m, denominadas águas profundas, as **estruturas flutuantes** são as fundações que têm se mostrado melhor ajustadas à sustentação de torres eólicas. Não obstante, têm sido objeto de pesquisa com propósito de implementação de inovações tecnológicas que venham a reduzir os custos na sua construção, estes ainda elevados. Na figura 2.9 estão destacadas quatro concepções diferentes de estruturas flutuantes para sustentação de torres eólicas offshore. São elas: **Spar Buoys**; **Tension Leg**; **Barge** e; **Semi-Submersible**. As **Spar Buoys** se constituem em torres verticais flutuantes ancoradas no fundo do mar por meio de cabos relaxados. As **Tension Legs** possuem uma base que é mantida submersa por meio de ancoragem vertical, por meio de cabos tensionados, fixados em pilares de sucção no fundo do mar, por isso “pernas tensionadas”. A estrutura **Barge** consiste em base de sustentação da torre mantida em flutuação sobre a superfície do mar como uma barcaça, fixada por cabos relaxados ao fundo do mar. Quanto à estrutura **Semi-Submersible**, ela é

concebida como uma combinação da Tension Leg com a Barge, pois possui uma base quase totalmente submersa, porém isso ocorre bem mais próximo da superfície do mar e a ancoragem se dá por meio de cabos relaxados.

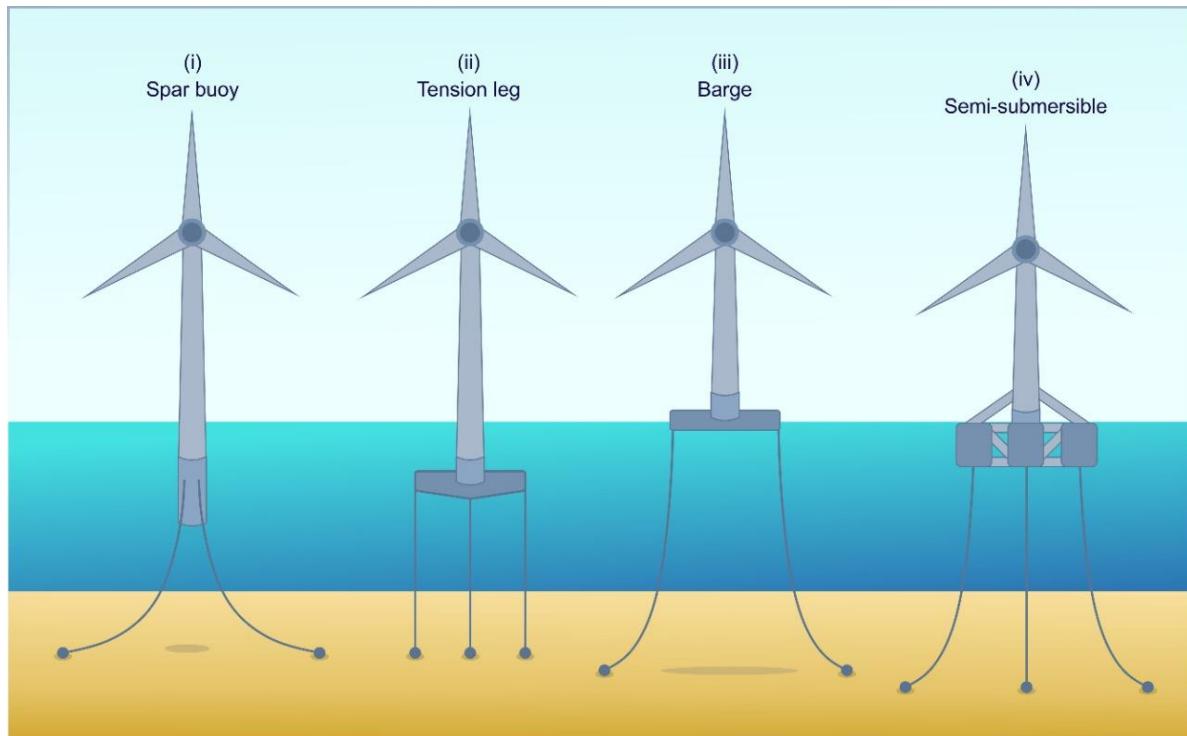


Figura 2.9. Tipos de estruturas flutuantes para parques eólicos offshore em águas profundas. Fonte: (WIND EUROPE, 2017)

Segundo o relatório europeu mais recente do setor (WINDEUROPE, 2020), mais de 80% das fundações são constituídas de um único pilar cravado no solo oceânico (fundação Monopilar). A escolha das fundações a serem empregadas em um parque eólico offshore exigem uma avaliação local detalhada para o conhecimento do solo oceânico onde se pretende construí-las, a compreensão das diversidades biológicas que habitam no local e estão vulneráveis às ações antrópicas, mas são majoritariamente determinadas pela profundidade onde serão construídas e pela dinâmica oceânica associada com a região do mar onde será localizada a fundação. Quando o aproveitamento ocorre em áreas de águas rasas – profundidade de até de 30 m – fundações de base monopilar são as mais utilizadas. Para águas de profundidade intermediárias – entre 30 m e 60 m – torna-se usual o emprego de fundações do tipo jaqueta.

2.4 Embarcações

Uma das razões pelas quais se eleva o custo das instalações offshore se deve à necessidade da utilização de embarcações de grande porte destinadas a permitir o carregamento, o transporte e o manuseio de todos os equipamentos necessários na construção da torre com segurança (URAZ, 2011). Dentre os principais equipamentos, podem se destacar as pás, os guindastes – que elevarão as pás até a altura nas quais serão conectadas ao cubo e permitirão a manobra com a precisão necessária – e as fundações que são construídas em terra e rebocadas até o local da instalação. Além disso, essas embarcações precisam ter espaço livre disponível de modo a permitir que a montagem ocorra com segurança e com certa velocidade, de modo que sejam aproveitadas as “janelas de oportunidade” definidas pelas condições meteorológicas existentes no local. As operações de construção, carregamento, transporte e instalação requerem um planejamento detalhado, uma vez que, na ocorrência de chuvas e ventos fortes no momento da montagem, a operação pode ser interrompida e, consequentemente, promover paralisações, elevando os custos de toda a instalação, já que as embarcações têm custos contabilizados em tempo de disponibilidade, estejam elas sendo utilizadas ou não. Com o propósito de realizar o transporte dos elementos constituintes de uma torre eólica offshore e permitir a operação de montagem nos sítios onde elas serão assentadas, dois tipos de embarcações são frequentemente utilizadas (URAZ, 2011), a saber:

a) *Wind Turbine Installation Vessel (WTIV)*: São embarcações projetadas para o trabalho específico de instalação de turbina eólica. São equipadas com guindastes de operação própria, possuem capacidade própria de deslocamento (autopropulsão) e são capazes de autoelevação por meio de estruturas – que são elevadas através de macacos hidráulicos com cremalheira – usualmente conhecidas por “pernas”. Esse tipo de embarcação pode transportar cargas de 1.300 a 8.400 toneladas em um espaço útil no convés que varia de 900 a 4.300 metros quadrados. Sua navegabilidade demanda de uma profundidade operacional entre 24 e 75 metros, com pernas variando de 32 a 85 metros e possuem sistema dinâmico de posicionamento (DPS - *Dynamic Positioning Systems* em inglês) para fornecer estabilidade à embarcação, o qual consiste em um conjunto de motores que funcionam sincronizados de forma automática de modo a garantir a máxima estabilidade durante o transporte e a operação de montagem.

b) *Jack Up Barge (JUB)*: Esse tipo de embarcação funciona como uma balsa que suporta o carregamento e permite o transporte dos guindastes usados em terra, peças e demais equipamentos e também possui a capacidade de se elevar. São utilizadas nas construções

offshore em geral, necessitando de rebocadores para chegarem ao local da construção. Não possuem DPS, carregam de 900 a 2.000 toneladas e dispõem de espaço útil no convés de 400 a 2.500 metros quadrados. Precisam de profundidade operacional de 18 a 50 metros e possuem pernas variando de 40 a 82 metros.

As embarcações que são utilizadas para a construção offshore em águas intermediárias possuem pernas que precisam ser fixadas no fundo do mar antes de iniciadas as intervenções, permitindo a estabilidade da plataforma e a operação segura de todo o maquinário que será utilizado. Na figura 2.10 representa-se um esquema de fixação de uma embarcação para montagem dos elementos que compõem a torre eólica. Além da altura da coluna de água – que define a profundidade da fundação – acrescenta-se uma altura que permita a penetração de parte das pernas da embarcação. Por isso, em sítios cuja altura da coluna d'água somada à altura de penetração seja maior do que o alcance total das pernas da embarcação, não é possível a sua utilização. Por outro lado, em águas rasas, não é possível a navegação desta embarcação.

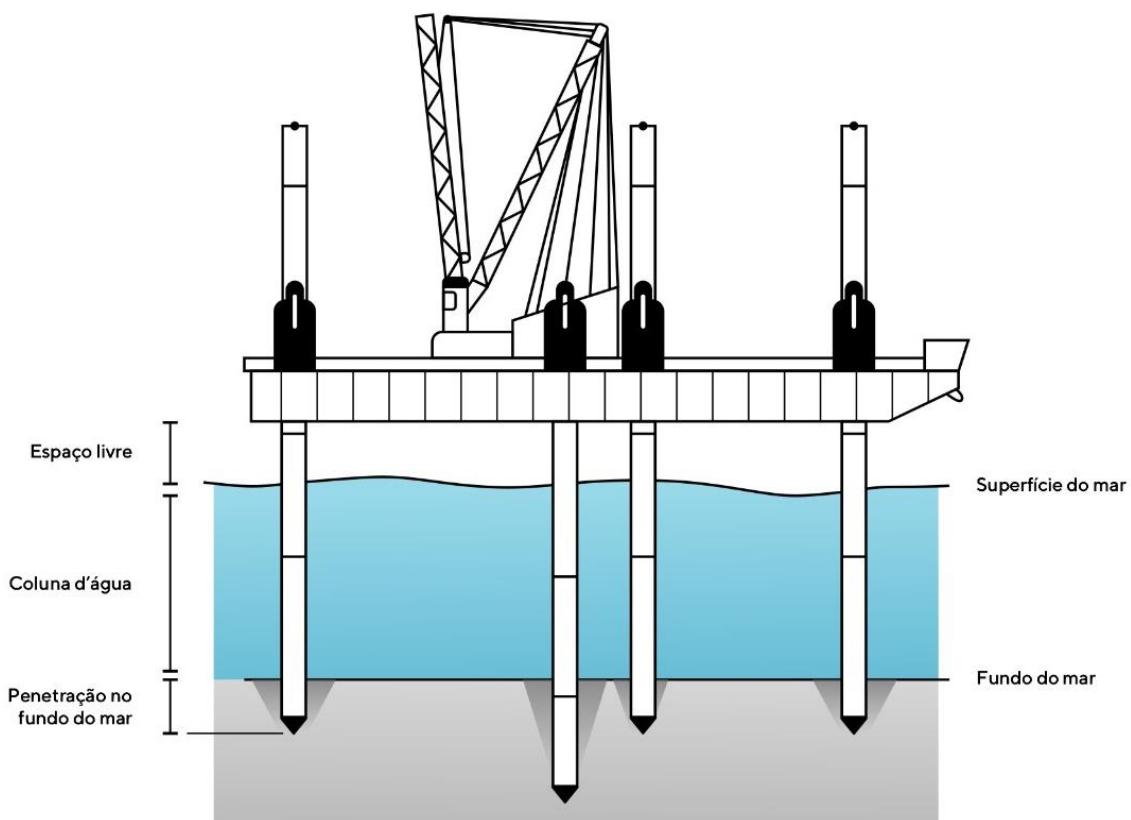


Figura 2.10. Representação da fixação no fundo do mar de um JUB para que possa se elevar. Fonte (URAZ, 2011)

Importa salientar que para que a operação dessas embarcações ocorra em segurança, torna-se necessário que sejam observadas as condições operacionais para a sua realização. Além de considerar a profundidade na qual elas se encontram, as condições determinadas pelo fundo do mar precisam garantir a penetração necessária das pernas da embarcação para que seja possível sua estabilização. As condições meteorológicas do local como velocidade do vento, presença de neve ou gelo, a temperatura ambiente, a ocorrência de raios, o estado de agitação das águas do mar e o grau de visibilidade definem a “janela climática” ou “janela de oportunidade”, isto é, o tempo necessário para que toda a operação ocorra com segurança. Os parâmetros que definem a capacidade operativa de um guindaste também precisam ser observados: comprimento da lança, o alcance (ou raio) que essa lança pode chegar com um peso suspenso e a capacidade de carga segura (SWL – *Safe Working Load* em inglês). Cada guindaste possui uma curva que define a carga máxima de operação segura para um determinado comprimento de lança.

Importa destacar que as dimensões dos componentes produzidos para a instalação dos parques, bem como das embarcações destinadas para a construção de parques eólicos offshore, são de magnitudes tais que os portos convencionais utilizados para o escoamento da produção nos diversos pontos do litoral brasileiro não atendem aos requisitos de espaço disponíveis necessários ao porte dos componentes utilizados na indústria offshore. As construções e montagens dos elementos estruturais de fundação, os maquinários utilizados para manobra dos componentes e do carregamento das embarcações, as dimensões das embarcações, bem como o quantitativo delas e a sua logística, não podem ser conciliadas com outras atividades em portos que não foram planejados para tais finalidades. Por isso, os portos em funcionamento no país não se configurando em opções estratégicas que estimulem ou favoreçam ao início da indústria eólica offshore no Brasil (URAZ, 2011).

2.5 Sistemas de Transmissão da eletricidade produzida

A transmissão da energia disponibilizada pelo aproveitamento eólico offshore até o ponto de conexão com as redes de energia elétrica no continente é realizada por cabos submarinos projetados para efetivar o transporte de energia com o máximo de eficiência, minimizando perdas, de forma a apresentar maiores economias, uma vez que os custos com o cabeamento podem inviabilizar um determinado empreendimento. Esses sistemas devem oferecer alta durabilidade e máxima proteção contra as severidades climáticas presentes no ambiente marinho, de maneira que os cabos tenham vida útil prolongada, reduzindo, assim, os

custos com manutenção durante a vida útil do parque. A instalação dos sistemas de transmissão de eletricidade no ambiente marinho deve ocorrer sob rígidos protocolos que consideram o mínimo de impacto ao ambiente natural sob intervenção.

Segundo MÜLLER (2019), PINTO (2014) e TAVARES (2010) as tecnologias de transmissão de energia em alto mar podem se dar por meio de **Sistemas de Transmissão em Alta Tensão em Corrente Alternada** (*High Voltage AC Transmission - HVAC*) ou por meio de **Sistemas de Transmissão em Alta Tensão em Corrente Contínua** (*High Voltage DC Transmission – HVDC*). Essa segunda modalidade converte a corrente alternada coletada nos geradores elétricos de duas formas: uma delas usa conversores com comutação natural de linha (*Line Commutated Converters – LCC*) e outra realiza a conversão utilizando conversores de comutação forçada, por meio de conversores fonte de tensão (*Voltage Source Converters – VSC*). Para a transmissão em alta tensão, eleva-se a tensão usual em um parque eólico offshore – que se situa no intervalo de 30 a 36 KV – para um valor entre 100 a 220 KV (chegando em alguns casos a tensões de 245 KV) para transmissões em corrente alternada e para valores de tensão na faixa de 150 a 600 KV para transmissões em corrente contínua.

O **HVAC** é o sistema predominante utilizado nos parques eólicos offshore (PINTO, 2014; TAVARES, 2010). Nesse sistema, um cabo submarino XLPE (polietileno reticulado) com três condutores liga a subestação offshore à uma subestação onshore. Esse cabo pode suportar temperaturas de até 90° C em regime contínuo e de até 250° C em regime de curto-circuito com duração de 0,2 a 5,0 s. Na figura 2.11, destaca-se o interior de um cabo utilizado na transmissão de eletricidade em corrente alternada. Nesse tipo de sistema, três fases e um cabo de fibra ótica são unidos, permitindo a comunicação entre as subestações, de forma a possibilitar o monitoramento dos parâmetros como velocidade de rotação das turbinas, ângulo das pás, níveis de temperatura, além de permitir a gestão e o controle dos equipamentos instalados no parque (PINTO, 2014).



Figura 2.11. Perfil de um cabo HVAC XLPE. Fonte: <https://sumitomoelectric.com/>

Mesmo sendo o sistema majoritário entre os parques offshore em operação, o HVAC possui limites de capacidade de transmissão de potência, definidos pelo elevada capacidade dos cabos. Destaca-se que as condições dos circuitos elétricos envolvidos no aproveitamento eólico condicionam o fato de que quanto maiores as distâncias de transmissão envolvidas, maiores são as quantidades de potência reativa presentes no circuito, e, por consequência, maiores os custos para realizar a sua compensação (TAVARES, 2010). Na transmissão por cabos em corrente alternada as máximas distâncias que se podem alcançar variam de 40 km a 100 km (MÜLLER, 2019; SATO, 2013).

O sistema **HVDC** é a opção mais econômica para transmissão de energia em grandes distâncias, transmitindo a energia em corrente contínua fazendo uso de conversores (PINTO, 2014; TAVARES, 2010). A transmissão em corrente contínua elimina as perdas indutivas do sistema e também não está sujeita ao efeito *skin* ou efeito de superfície, no qual os elétrons se deslocam mais próximos à superfície do cabo devido à presença de correntes em sentidos diferentes, tornando baixa a condução pelo interior do condutor. Na transmissão em corrente contínua, a seção do cabo é efetivamente utilizada, permitindo a condução de correntes maiores. Os tipos de cabos existentes para esse tipo de transmissão são: preenchido a óleo, massa impregnada e gás pressurizado (cabos sólidos, isolados com papel) e o XLPE, limitado à tensão

de 320 KV. Na figura 2.12, verificam-se maiores isolamentos e maiores seções do condutor propriamente utilizado para o escoamento da eletricidade. Por outro lado, fica evidente que o número de cabos presentes no sistema de transmissão aumenta, visto que as fases e a fibra ótica não são agrupadas em um único cabo.



Figura 2.12. Cabos polimericamente isolados à frente e cabos sólidos atrás. Fonte: SATO (2013).

O sistema de transmissão HVDC faz uso de unidades conversoras para converter a corrente alternada em corrente contínua (retificação) e vice-versa (inversão). Essas unidades funcionam como subestações, nas quais em uma das extremidades do cabo (conectada na unidade offshore) é instalado um retificador (conversor de corrente alternada para contínua) que recebe corrente alternada proveniente do aerogerador. Na outra extremidade do cabo (conectada na unidade onshore) – que está com corrente contínua – é instalado um inversor, retornando corrente alternada para ser injetada na rede existente em terra. O uso de conversores permite ainda o controle da potência reativa em ambas as extremidades dos cabos (SATO, 2013).

A modalidade de transmissão HVDC se distingue em duas formas de conversão da corrente alternada em corrente contínua: os LCC que utilizam comutação natural de linha (tiristores) para retificar a corrente elétrica alternada (permitindo a condução dela em um único sentido), aproveitando a alternância natural do sinal de onda para fazer o bloqueio do sentido contrário da corrente; outra forma são os VSC que transformam a corrente alternada em corrente contínua, fazendo uso de comutadores por fonte de tensão (IGBTs).

Na transmissão LCC os conversores dependem da rede para efetuar sua comutação, não sendo possível a conversão na ocorrência de interrupções da alimentação, provocando um problema quanto à flexibilidade do sistema, tornando necessária a adição de compensadores de reativos e filtro de harmônicos. Enquanto na modalidade VSC os comutadores permitem seu funcionamento independente da tensão da linha, por isso são chamados autocomutados, tornando quase instantânea sua resposta na realimentação da rede. Os VSCs permitem o fluxo de potência ativa e provêm potência reativa em qualquer direção e em cada ponta da linha, sendo essa forma muito efetiva na transmissão por cabos. Dispensam a utilização de filtros para controle de harmônicos, necessitando apenas de filtros para controle de alta frequência, diminuindo significativamente o espaço ocupado por uma planta offshore. Entretanto, essa modalidade custa mais, produz mais perdas e transmite menores valores de potência que a LCC (SATO, 2013; TAVARES, 2010).

Em comparação com a transmissão por vias aéreas, a transmissão de energia por meio de cabos submarinos apresenta custo mais elevado, devido à necessidade de isolamento. Os cabos aéreos são desprovidos de isolamento, estando sujeitos a descargas elétricas, enquanto os cabos submarinos não estão sujeitos a isso, mas o colapso da transmissão pode se dar pela perda da isolamento. Os isolamentos usuais para cabos submarinos são os poliméricos reticulados (XLPE), apresentando custos mais elevados que cabos poliméricos termoplásticos, entretanto possuem resistência ao calor e a tensões mecânicas superiores, permitindo seu uso para transmissão de maiores potências de energia, suportando maiores esforços mecânicos, maiores correntes de curto circuito e maiores tempos de sobrecarga, diminuindo a necessidade de substituições. O isolamento XLPE é mais caro que os chamados cabos sólidos, que possuem isolamento por preenchimento a óleo, massa impregnada e gás pressurizado, mas são mais resistentes e produzem menor impacto ambiental em ocasiões que tenham sido danificados. Por apresentar impacto direto no custo total do parque, o comprimento e o tipo do cabeamento são tão relevantes no planejamento da localização e das quantidades que serão utilizadas (SATO, 2013; TAVARES, 2010).

3. A DIMENSÃO AMBIENTAL E SUA RELAÇÃO COM O APROVEITAMENTO EÓLICO OFFSHORE

A oferta de energia elétrica, independente da sua forma de obtenção, decorre fundamentalmente de fenômenos e processos que têm a natureza como seu principal determinante, podendo, nesse sentido, se afirmar que as atividades da indústria se mostram dependentes em alto grau das condições postas pelo ambiente natural. Dessa forma, o ritmo e a maneira de avanço sobre a apropriação dos recursos, renováveis ou não, é determinante para a manutenção e o avanço do setor energético. A hidroeletricidade depende do ciclo hidrológico; a geração termelétrica é, na maioria dos casos, dependente da oferta de combustíveis fósseis; as gerações fotoelétrica e eólica dependem da irradiação solar e do regime dos ventos, respectivamente.

Nesse contexto, ressalta-se a importância de se desenvolver a cadeia de produção de energia elétrica de forma a não comprometer a disponibilidade de uma determinada fonte ao longo do tempo. Mesmo em se tratando da exploração de uma fonte renovável, deve-se, para que sejam garantidos os benefícios socioeconômicos e ambientais a ela atribuídos, asseverar que todo o seu processo de exploração, transmissão e distribuição ocorra de forma isenta ou com registro de menores impactos negativos ao meio ambiente.

O incentivo ao aproveitamento da energia cinética dos ventos para produção de energia elétrica, objeto de estudo desta tese, está fortemente associado na literatura aos benefícios para o meio ambiente que ela pode proporcionar comparativamente aos processos convencionais em voga, visto que não contamina o solo e recursos hídricos, não entra em conflito com a produção de alimentos.

Impactos positivos também são identificados pela potencialidade de mitigação dos gases de efeito estufa (GEE) quando empreendimentos eólicos são empregados em sistemas hidrotérmicos (ARAÚJO, DE MOURA, 2017). Isso porque, no seu processo de geração de energia, os parques eólicos não emitem gases de efeito estufa e, pela abundância de recurso que apresentam, se constituem em uma alternativa limpa frente ao carvão mineral, derivados de petróleo, gás natural e a energia nuclear (ADELAJA *et al.*, 2012).

Os aproveitamentos eólicos se fundamentam em uma produção sustentável de energia, e já se mostram competitivos frente a outras tecnologias (EPE, 2019). Nos espaços rurais, os mesmos adicionam benefícios socioeconômicos, uma vez que têm potencial de promover geração de empregos e formação de renda para proprietários de terra. Entretanto, os empregos têm sido, em sua maioria, criados para atender o processo de construção dos parques, com

serviços de abertura de estradas e construções que empregam trabalho de menor qualificação. Na zona urbana é mais perceptível a expansão dos empregos no comércio e no setor de serviços, mas na zona rural os benefícios são de natureza compensatória, como eletrificação de residências e irrigação de culturas (GALVÃO, 2020).

Por outro lado, se registram eventuais agravos à fauna local como alteração no comportamento de algumas espécies de aves, incluindo colisões, mortes e perda de habitat de reprodução dessas espécies; danos ao meio físico como alteração do nível hidrostático dos lençóis freáticos, alteração da paisagem e supressão da cobertura de vegetação com a construção de estradas e acessos para os parques eólicos. Impactos negativos também são observados em assentamentos próximos aos empreendimentos eólicos, tais como: a) interferências eletromagnéticas em sinais de rádio, televisão e comunicação de micro-ondas, celular, internet; b) produção de ruídos aerodinâmicos resultantes da passagem do vento nas pás dos aerogeradores e ruídos mecânicos típicos do funcionamento do maquinário e pelo movimento dos rolamentos dos geradores no interior da nacelle; e c) o agravamento de problemas sociais como marginalidade, prostituição e de saúde pública devido ao aumento de pessoas de fora da comunidade, em sua maioria formada de homens, que vêm de suas cidades de residência para trabalhar nas localidades durante a construção dos parques. Submetidos a longos períodos de tempo longe de suas casas e famílias para manter o vínculo empregatício e sua remuneração, esses trabalhadores passam a participar ativamente da vida social das municipalidades, intensificando na comunidade seus problemas de ordem sociocultural (ARAÚJO, DE MOURA, 2017, GORAYEB, BRANNSTROM, *et al.*, 2019).

Devido à baixa densidade dos fluxos de energia, os aproveitamentos eólicos apresentam altos requisitos de material e a ocupação de grandes áreas, podendo gerar dificuldades de circulação nas proximidades dos parques, perda do livre acesso à praias, dunas e lagoas, restringindo, dessa forma, o acesso aos recursos naturais locais e às atividades como a pesca e a agricultura familiar (ARAÚJO, DE MOURA, 2017, HARJANNE, KORHONEN, 2019).

A construção de parques eólicos impõe mudanças no uso do solo, quer pela necessidade da construção e manutenção das vias de acesso aos aerogeradores, quer pela necessidade de preservação das bases das estruturas das torres do processo erosivo, mais intenso na costa litorânea, nas áreas de dunas. Com isso, se segue um generalizado processo de fixação artificial do terreno, gerando danos a sítios arqueológicos e comprometimento dos sistemas ambientais, que representam reservas estratégicas de sedimentos e água.

Os ecossistemas impactados pela presença dos parques eólicos desempenham funções socioeconômicas e culturais, tanto para grupos originários que são vinculadas ao uso ancestral,

como para comunidades rurais e populações dedicadas a pesca e à maricultura, que sobrevivem do exercício de atividades realizadas nas regiões litorâneas (GORAYEB, BRANNSTROM, *et al.*, 2019).

Diante disso, se justifica um aprofundamento sobre as relações que a produção de energia elétrica estabelece sobre o ambiente marinho e quais medidas podem ser tomadas para preservá-lo, de modo que o aproveitamento eólico offshore não seja mais um vetor de degradação ambiental e promotor de conflitos socioeconômicos. Como forma de contemplar tais demandas, a presente pesquisa inclui uma variável quantitativa na estruturação de um modelo que expresse a intencionalidade em promover o surgimento do segmento da indústria eólica offshore no litoral brasileiro mitigando os possíveis danos ao ambiente marinho.

3.1 Impactos decorrentes do aproveitamento eólico: A Atratividade da modalidade offshore

O aproveitamento da energia eólica offshore constitui-se em atividade econômica realizada em ambiente marinho através da construção de grandes parques. Em que pese basear-se em uma fonte energética renovável, essa atividade provoca alterações no meio ambiente, podendo trazer prejuízos aos seres vivos que habitam no entorno dos parques, bem como pode interferir em outras atividades econômicas. Diante disto, torna-se relevante compreender os danos e benefícios que essa modalidade de aproveitamento eólico apresenta, os quais, nesta tese, estão assim abordados: i) impactos sobre a fauna e flora; ii) impactos sobre a paisagem e a atividade turística, e; iii) impactos sobre a saúde pública.

3.1.1 *Impactos sobre a fauna*

Durante a construção dos parques, especialmente na penetração e no assentamento das fundações offshore, podem ocorrer impactos sonoros sobre mamíferos e outras espécies de vida marinha (KALDELLIS, APOSTOLOU, *et al.*, 2016).

Quando da entrada em operação dos parques, colisões fatais e barreiras a rotas de migração de algumas espécies de aves podem ocorrer com o movimento das pás. Pode ser registrado também perda de habitat de algumas espécies devido à desorientação provocada por campos eletromagnéticos e vibrações em torno dos cabos.

Sedimentação durante a construção dos parques pode alterar a população de peixes por afetar as larvas, emissão de ruídos subaquáticos e deslocamentos temporários com redução da diversidade (KALDELLIS, APOSTOLOU, *et al.*, 2016).

Preservar áreas com presença de biodiversidade, excluindo-as dos espaços disponíveis para a construção de parques eólicos offshore, se constitui em uma medida mitigadora de potenciais impactos em espécies de aves, visto que as rotas migratórias apresentam variações nas trajetórias, podendo sofrer desvios de modo a não colidir com as torres, mas sendo necessária a preservação dos seus habitats e locais de reprodução (FARINHA, 2017; ICMBio, 2016; VALENTE, 2011). Essa medida também contempla a proteção de Recifes de Corais próximo à região costeira, visto ser importante a preservação dessas estruturas frágeis que requerem longo período para sua formação, e que, na costa brasileira, são únicos nos litorais da América do Sul (WILKINSON, 2008; MAIDA & FERREIRA, 2006)

3.1.2 Impactos sobre a paisagem e a atividade turística

Apesar de serem considerados uma boa opção para a manutenção da parcela renovável na matriz energética, os impactos visuais associados à tecnologia eólica são considerados um dos pontos negativos mais relevantes (WALKER, 1995), fator esse que geralmente constitui-se em uma fonte de conflito com a população (KALDELLIS *et al.*, 2013, 2012; KATSAPRAKAKIS, 2012).

O impacto visual é composto pela interferência na paisagem e também pelo caráter que é percebido pela população. O primeiro componente é mais fácil de ser quantificado já que se trata de características físicas; já o segundo é de maior complexidade, visto que parte da percepção subjetiva da paisagem. Na Escócia, que constitui-se como um país que estabeleceu metas elevadas para expansão do uso de energia por fonte renovável, BERGMANN *et al.* (2006) verificaram que, consideradas as vantagens e desvantagens provenientes das fontes hídrica, eólica onshore e eólica offshore, as pessoas estavam dispostas a pagar pela eólica offshore mesmo sendo uma fonte que apresentasse um custo maior na produção de energia, mas que reduzisse mais os impactos na paisagem e na vida selvagem (BERGMANN, HANLEY, *et al.*, 2006).

Por outro lado, WESTERBERG *et al.* (2015) verificaram que os impactos econômicos vinculados ao bem-estar associados ao lazer nas proximidades de um parque eólico offshore não dependem imperativamente dos efeitos da visibilidade, mas se vinculam à percepção das pessoas com relação ao parque eólico, isto é, estão relacionados à opinião dos indivíduos sobre temas de interesse coletivo como às mudanças climáticas, a eficiência energética e a capacidade da tecnologia substituir combustíveis fósseis e evitar a adoção da tecnologia nuclear (WESTERBERG *et al.*, 2015).

A atividade turística também pode ser impactada pela presença de um parque eólico offshore, a depender da visibilidade que este tenha a partir da praia e de seus efeitos sobre a navegação e mobilidade no entorno, bem como na vida marinha local. Estudo feito sobre a percepção dos turistas com relação aos parques no mar mediterrâneo mostrou que os frequentadores da praia mudariam sua frequência e seu lazer na praia dependendo da distância na qual o parque se encontre (WESTERBERG *et al.*, 2015). Parques offshore que estão localizados até 5 km da costa provocam maior rejeição – por parte dos frequentadores de praias nas quais é possível ver o parque eólico – do que aqueles que estão situados a 12 km, visto que as interferências sobre a paisagem são mais evidentes, bem como a influência negativa que produzem no turismo aquático. Destaca-se que os frequentadores das regiões litorâneas entendem que a presença de parques eólicos próximos à costa exige uma compensação financeira maior que aquelas impostas aos empreendimentos mais afastados, sendo aceitável que essa compensação seja amortizada com a promoção de políticas ambientais adequadas e atividades recreativas associadas aos parques eólicos (WESTERBERG *et al.*, 2015).

Projetos que se mostrarem viáveis economicamente relativamente próximos à costa, com o objetivo de reduzir uma possível interferência na atividade turística de lazer aquático, devem, preferencialmente, procurar uma localização para a construção do parque cuja alteração provocada na paisagem não seja visível nas regiões litorâneas. Nos casos onde isso não seja possível, campanhas publicitárias de conscientização sobre os benefícios inerentes ao aproveitamento eólico offshore, de forma que os frequentadores das regiões litorâneas tenham uma percepção positiva sobre o parque eólico, configuram-se como medidas que visam diminuir a rejeição do parque na avaliação feita pelas pessoas.

3.1.3 Impactos sobre a saúde pública

O aproveitamento eólico onshore registra dois impactos na saúde das pessoas pela proximidade que as torres se encontram das habitações: o sombreamento intermitente e a produção de ruídos, sejam de natureza aerodinâmica ou mecânica.

O sombreamento gerado pela rotação das pás dos aerogeradores e de sua torre sobre a área de seu entorno produzem uma perturbação na população conhecida como “efeito estroboscópico”, no qual a interrupção da luz do sol pelo giro das pás provoca uma cintilação capaz de ser percebida até mesmo pelos olhos fechados. Essa perturbação tem o potencial de desencadear convulsões em pessoas fotossensíveis, mantendo-se o risco para pessoas que estejam localizadas a até 100 vezes a distância da altura do cubo. O flash de luz provocado logo

após a passagem das pás, é considerado crítico se ultrapassar a frequência de três vezes por segundo, o que equivale a 60 revoluções por minuto para turbinas com três pás, sendo recomendado considerar esse critério para a saúde das pessoas (HARDING *et al.*, 2008).

Já o ruído aerodinâmico de baixa frequência das turbinas pode causar incômodo, distúrbios do sono e perda auditiva em humanos (PEDERSEN, 2011), tornando necessária a adoção de equipamentos que possam reduzi-los ao máximo (MIKOLAJCZAK, BOROWSKI, *et al.*, 2013, OERLEMANS, FISHER, *et al.*, 2009). Essa demanda aumenta a quantidade de componentes na máquina, podendo reduzir sua eficiência e ampliar a necessidade de manutenção. (GORAYEB *et al.*, 2019; WBG, 2015; PUNCH *et al.*, 2010). Pesquisa produzida por LEUNG (2012) mostrou que exigir uma distância de pelo menos 2 km das residências para a construção dos parques eólicos diminui a ocorrência dos problemas devidos ao sombreamento sobre os moradores do entorno das torres; já o estudo realizado por SON *et al.* (2010) concluiu que realizar melhorias acústicas nas habitações situadas no entorno dos parques eólicos incluindo obstáculos no caminho de sua propagação são medidas que suavizam os impactos sonoros.

Os parques eólicos offshore, por posicionarem suas turbinas distantes das residências, naturalmente evitam esses tipos de impactos sobre as pessoas. Distantes de aglomerados rurais e urbanos, os parques eólicos offshore reduzem a necessidade de custos com adoção de melhorias acústicas e eliminam a possibilidade de sombreamento e de impactos sonoros sobre as pessoas.

3.2 Unidades de Conservação como espaços de preservação ambiental

Face à necessária inclusão de uma variável de natureza ambiental, de forma que suas características impusessem restrições ao aproveitamento de uma determinada área viável à exploração eólica offshore, afiançando assim que seus futuros aproveitamentos ocorram sob a égide da sustentabilidade, consideram-se as áreas das *Unidades de Conservação* (UC) e suas ressalvas legais como elementos determinantes de tais aproveitamentos. Nesses termos, FARINHA *et al.* (2017) apresentam uma revisão bibliográfica significativa do instituto das unidades de conservação ambiental como instrumento de preservação ambiental. Preservar a integridade das unidades de conservação constitui uma medida significativa para a mitigação dos impactos ambientais possíveis de um parque eólico. O relatório anual de rotas e áreas de concentração de aves migratórias no Brasil aponta que as áreas mais relevantes para as mais variadas espécies coincidem com as unidades de conservação ambiental (ICMBio, 2016;

VALENTE *et al.*, 2011), pois nessas áreas as aves se reproduzem e fazem seu habitat pela segurança e disponibilidade de recursos. Isso também se aplica aos peixes e mamíferos marinhos.

As Unidades de Conservação foram definidas pela Lei 9.985, de 18 de junho de 2000, que também institui o Sistema Nacional de Unidades de Conservação da Natureza (SNUC). Segundo essa lei, a Unidade de Conservação é um espaço territorial e seus recursos ambientais, incluindo as águas jurisdicionais, com características naturais relevantes, legalmente constituídas pelo Poder Público, com objetivos de conservação e limites definidos, sob regime especial de administração, ao qual se aplicam garantias adequadas de proteção.

Segundo FARINHA *et al.* (2017), os motivos para criação de unidades de conservação no Brasil, mudaram ao longo do tempo. Num primeiro momento, esteve relacionado à expressividade da beleza. Posteriormente ampliou-se para a permanência da biodiversidade, chegando à preocupação na preservação dos biomas brasileiros como resultado do avanço sobre o conhecimento em relação à necessidade de preservação ambiental no mundo e sua influência na saúde humana. Essas unidades têm se mostrado uma maneira eficaz e segura de preservar ecossistemas essenciais na manutenção dos sistemas sustentadores da vida, protegendo espécies da flora e fauna contra as pressões provocadas pelas ações antrópicas (CEAGESP, 2015).

Elas permitem integrar as áreas protegidas em estratégias mais amplas de planejamento, ampliando o apoio a essas áreas, fortalecendo sua capacidade de manejo e a cooperação internacional no campo de financiamento. Além dos benefícios biológicos e ambientais obtidos, verificam-se benefícios econômicos como a proteção de solos em zonas sujeitas à erosão, controle da sedimentação dos rios, oferta de emprego às comunidades do entorno através da promoção de atividades turísticas e extrativistas, possibilidade de realizar o aproveitamento sustentável dos recursos naturais e prover barreiras naturais contra enfermidades em cultivos agrícolas e animais de criação (LOPES, 1996).

Objetivando mitigar os impactos causados às espécies que povoam as áreas nas quais se inserem as Unidades de Conservação (UC), bem como a imperativa necessidade de sua preservação, deve-se considerar, a princípio, que tais unidades não se constituem em áreas apropriadas para a construção de parques eólicos ou de algum dos elementos que os constituem, e assim, se realiza uma medida que previne degradações de ecossistemas importantes e se evitam eventuais prejuízos às espécies preservadas.

A experiência brasileira em curso quanto à utilização da fonte eólica onshore na sua matriz elétrica, tem se configurado como uma atividade predominantemente realizada nas áreas costeiras, com maior incidência no litoral nordestino, região reconhecida por apresentar baixos

índices de desenvolvimento humano e econômico. A figura 3.1 apresenta a distribuição espacial dos aerogeradores em operação no Brasil até julho de 2020, destacando-se que 41% deles estão localizados a menos de 25 km do litoral e 56% a menos de 5 Km.

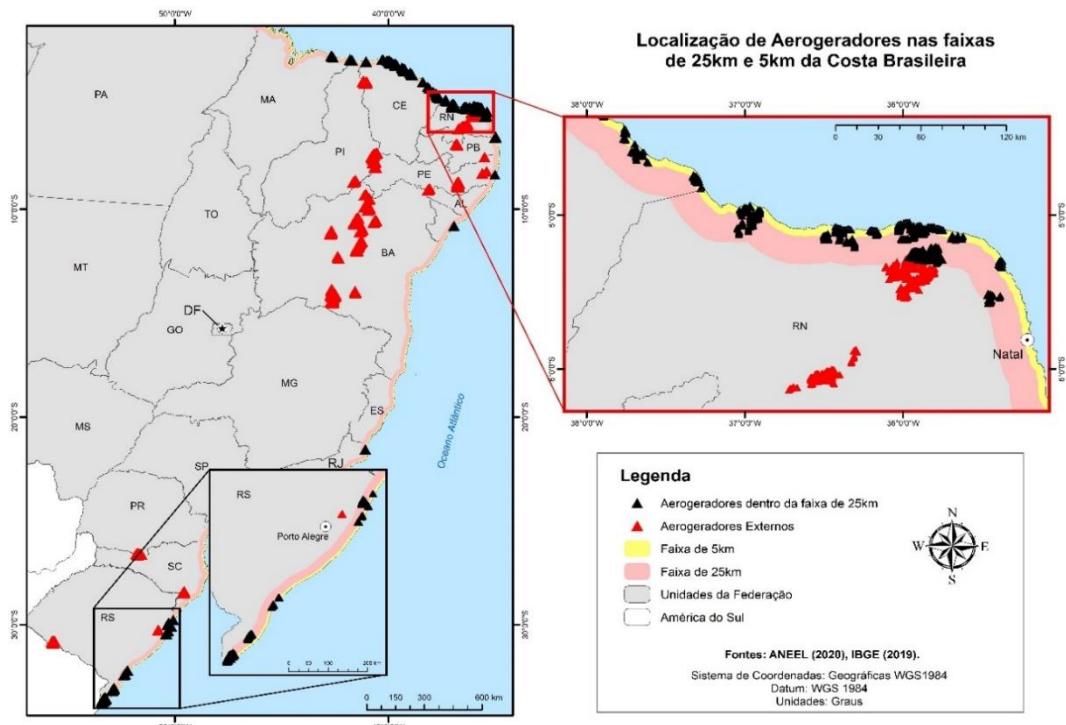


Figura 3.1. Localização de aerogeradores nas faixas de 25 km e 5 km da Costa Brasileira.

Fonte: (ANEEL, 2020a, IBGE, 2019)

A concentração dos aerogeradores no Brasil em área costeira, conforme observado na figura 3.1, já havia sido antecipado no Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (AMARANTE, BROWER, *et al.*, 2001), o qual apresentava um potencial técnico para geração de 143 GW, apontando a maior parte de toda a costa brasileira, com destaque para o litoral nordestino, como área de registro dos melhores sítios em termos de velocidade, frequência e direção dos recursos eólicos, mas não havia menção ao potencial eólico offshore brasileiro. Destaca-se que, sozinhos, os Estados do Ceará e do Rio Grande do Norte respondem por 41% de toda a capacidade instalada em energia eólica no Brasil, e contam com 71% dos aerogeradores localizados em até 5 km de distância da linha de costa (ANEEL, 2020; IBGE, 2019).

A primeira publicação nacional onde há uma seção que trata do “potencial eólico brasileiro offshore” é a Nota Técnica PR 04/18 que trata do potencial dos recursos energéticos no horizonte 2050 (EPE, 2018), que surge como resultado de estudos para a elaboração do Plano Nacional de Energia 2050. Para tanto, a EPE (2018) tem como referência a publicação de Ortiz

e Kampel (2011), este que é o primeiro levantamento do potencial eólico offshore feito para toda a margem brasileira. Em Ortiz e Kampel (2011), o potencial eólico é determinado a partir de dois enfoques, a saber: i) estimativa do potencial para toda a Zona Econômica Exclusiva (ZEE) brasileira considerando apenas o recurso eólico disponível a 80 m de altura acima da superfície do mar; e ii) estimativa do potencial para o intervalo batimétrico de 0 a 100 m de profundidade em toda a costa. Essas duas abordagens revelaram um potencial de 1.780 GW para a primeira análise e 606 GW para a segunda aproximação, entretanto não consideram possíveis restrições de ordem socioambiental para a instalação dos parques.

Utilizando dados do *International Renewable Energy Agency* (IRENA), a EPE (2018) promove um refinamento desse estudo para obter o potencial em uma faixa de 30 km da costa, assumindo parâmetros de produtividade média do atlas eólico da Bahia e do Rio Grande do Sul (CAMARGO-SCHUBERT, 2014, 2019). Nesse refinamento são excluídas áreas que, mesmo apresentando algum potencial, mostraram-se inaptas sob o ponto de vista socioambiental por apresentarem alguma restrição de ordem física, biológica ou socioeconômica, evidenciando-se ainda que a carência de dados com base referenciada impediu a inclusão de critérios restritivos adicionais, tais como rotas de aves migratórias, áreas com presença de recifes de corais e santuários arqueológicos. Acrescenta-se ainda que, pela primeira vez, a fonte eólica offshore foi incluída no planejamento de médio prazo, tendo sido considerada como fonte candidata à expansão no âmbito do PDE 2029 (EPE, 2020a).

A partir dos condicionantes aqui extraídos das relações entre a dimensão ambiental e o aproveitamento eólico offshore, a pesquisa faz uso da estrutura metodológica de análise multicritério, a ser descrita no próximo capítulo, incluindo uma variável ambiental de natureza quantitativa no modelo, de modo a produzir uma avaliação do potencial eólico na costa brasileira de relevância que considere a premissa da preservação ambiental e contribua para o planejamento da expansão do setor elétrico por meio da inclusão da fonte eólica em aproveitamentos offshore.

4. DETERMINANTES DO POTENCIAL EÓLICO BRASILEIRO: METODOLOGIA E CRITÉRIOS

Buscando identificar regiões de viabilidade para a construção de ativos energéticos e de exploração da atividade turística, os trabalhos de HÖFER *et al.* (2016), LATINOPoulos & KECHAGIA (2015), PORATH (2014) e ZAMBON *et al.* (2005) se utilizaram da metodologia de Análise Multicritério (AMC) integrada à utilização do SIG.

A pesquisa de ZAMBON *et al.* (2005) faz uso da AMC como recurso de apoio à tomada de decisão na escolha de locais para a construção de termelétricas no Estado de São Paulo. Essa análise foi feita de forma integrada à utilização de um SIG, pois tal integração facilita a análise levando em conta critérios econômicos como tecnologia disponível para a construção, transporte de combustível para as térmicas através de ferrovias, rodovias ou gasodutos, a existência de linhas de transmissão para realizar a conexão com o SIN (Sistema Integrado Nacional) e critérios ambientais como poluição do ar, disponibilidade de água e reservas naturais a serem preservadas. A possibilidade de representação dos resultados em mapas, mostra a aplicabilidade das técnicas de AMC para planejamento da expansão do setor elétrico. Além disso, os resultados obtidos mostraram cenários com situações de baixo, médio e alto risco, considerada uma determinada tecnologia.

O trabalho de PORATH (2014) teve como objetivo a identificação de áreas potenciais para a construção de Marinas – empreendimentos náuticos voltados para a exploração da atividade turística – na cidade de Florianópolis/SC, município com uma extensão de 172 km de praias e belezas naturais, as quais se destacam por sua alta vocação para a atividade turística. Nesse estudo também foi utilizada a AMC integrada ao SIG, definindo grupos de avaliação como restrições ambientais, infraestrutura de apoio às marinas, fatores climáticos favoráveis e elementos de interesse turístico. No grupo das restrições ambientais, foram consideradas como variáveis o uso e a ocupação da terra, áreas de preservação permanente, unidades de conservação, profundidades oceânicas e tipo de encosta litorânea; no grupo de infraestrutura, as variáveis foram os acessos rodoviários, áreas militares e parques aquáticos; como fatores climáticos, foram consideradas a ação dos ventos nas direções norte, nordeste e sul e como elementos de interesse turístico foram levados em conta a balneabilidade, atrativos naturais, gastronomia e vida noturna. Todas essas variáveis foram representadas em um mapa, contendo os grupos temáticos. Primeiramente, foram excluídos lugares que não atendessem às exigências ambientais e de infraestrutura, obtendo regiões de viabilidade para as marinas; depois foi utilizada a AMC para definição dos graus de importância entre os critérios do grupo de

elementos turísticos e dos graus de importância dos fatores climáticos; por fim, foi utilizado o SIG para cruzamento dos três mapeamentos obtidos e produção do mapa final. O resultado final indicou oito localidades de alto potencial para receber a construção de uma marina.

Sendo os dois casos de extensão de área bem menor do que a costa brasileira, ambos os trabalhos (ZAMBON *et al.*, 2005) (PORATH, 2014) contaram com a vantagem de ter dados em uma grande escala que tinham como referência uma única unidade federativa ou cidade, com extensão de área expressivamente inferior do que aquela necessária a um estudo de toda a costa brasileira, cuja análise fica mais complexa por equacionar fatores relacionados às especificidades de 17 estados costeiros.

Já as avaliações encontradas em LATINOPOULOS & KECHAGIA (2015) e HÖFER *et al.* (2016) objetivam identificar localidades para a construção de parques eólicos onshore, sendo a primeira na unidade regional de Kozani, que é administrada pela prefeitura da Macedônia Ocidental na Grécia; a segunda em Aschen, cidade independente da Alemanha, no Estado da Renânia do Norte-Vestfália, localizada na região administrativa de Colônia, fazendo fronteira com a Bélgica e a Holanda. Ambos utilizaram AMC integrada ao uso do SIG. Os mapas temáticos de Latinopoulos (2015) consideraram a declividade do terreno, a presença dos ventos, o uso do solo e a malha rodoviária. A partir desses mapas, o autor elabora três cenários, a saber: i) Cenário I - considera todas as variáveis com a mesma importância; ii) Cenário II - prioriza as variáveis de natureza socioambientais; e iii) Cenário III - prioriza as variáveis de natureza técnico-econômicas. Tal estruturação constitui-se em uma forma viável de apresentação dos resultados fornecidos por uma análise multicritério.

Em HÖFER *et al.* (2016), encontra-se uma revisão da literatura que se propõem a identificar a localização mais adequada à instalação de parques eólicos. Nela, 15 trabalhos foram considerados, sendo que sete fazem uso da integração da AMC com o SIG, enquanto os demais fazem algum tipo de variação dessa mesma metodologia.

A pesquisa foi feita com os propósitos de: a) identificar e definir critérios mais relevantes na identificação das áreas mais adequadas; b) promover o emprego transparente do método de tomada de decisão por multicritério, particularmente fazendo o uso da AMC; e c) avaliar a atribuição dos pesos, utilizados na AMC aos critérios de avaliação, por especialistas técnicos, agentes do Mercado e organizações socioambientais. Considerando, em particular, essa última decisão, destaca-se que se buscou a atribuição de um peso aos critérios, que representasse simultaneamente as opiniões de todos os segmentos ouvidos na pesquisa, o que evidentemente, causou a inconsistência do primeiro resultado elaborado, tornando necessária uma segunda tentativa utilizando uma metodologia de ajuste.

A revisão da bibliografia permite concluir que a análise multicritério constitui-se em uma metodologia apropriada para esta pesquisa, pois ela permite a abordagem da busca dos lugares de maior potencial eólico em uma extensa área, como é o caso da costa brasileira, além de permitir na análise a inclusão de critérios de naturezas diferentes.

4.1 A Análise Multicritério e o método *Analityc Hierarch Process (AHP)*

A Análise Multicritério é o nome pelo qual ficou conhecido o método Analytic Hierarchy Process (AHP), desenvolvido na década de 1970 pelo professor Thomas Saaty, da Universidade da Pensilvânia, na Filadélfia, EUA. Segundo SLOWINSKI *et al.* (2012), o objetivo principal da análise multicritério é ajudar um tomador de decisão a escolher, classificar ou ordenar duas ou mais alternativas que são avaliadas por um conjunto finito de critérios. Esse método foi desenvolvido para auxiliar o processo de tomadas de decisão e tem como ideia principal o entendimento de que um problema de tomada de decisão complexo pode ser decomposto em uma hierarquia de problemas menores (subproblemas), que possuam impactos de pesos diferentes sobre o problema principal, de forma que possam ser graduadas as importâncias ou suas prioridades. Esses subproblemas são de menor complexidade e, portanto, de mais simples compreensão para o tomador de decisão, podendo ser analisados individualmente, de forma que a sua utilização contribui para uma tomada de decisão mais acertada, diminuindo as incertezas ou riscos provenientes dessa tarefa.

Na sua utilização, o método AHP identifica as opções disponíveis para a resolução do problema e as variáveis de relevância; feito isso, os tomadores de decisão atribuem o grau de importância entre as variáveis, de forma que para cada variável, e cada par de opções, especifica-se a importância de uma em relação a outra; os graus que foram atribuídos são organizados em uma matriz; e por fim, calcula-se e verifica-se se esse julgamento de graus de importância é consistente.

Para RAMOS (2000) não há uma única forma para a escolha desses graus, mas algumas propostas de procedimentos podem ser encontradas na literatura, por exemplo, métodos baseados em ordenação de critérios (STILLWELL *et al.*, 1981), em escalas de pontos (OSGOOD *et al.*, 1957), em distribuição de pontos (EASTON, 1973) e comparação de critérios par a par (SAATY, 1977).

Segundo CAETANI (2014), a atribuição de pesos pode ser feita de diversas formas, dependendo da abordagem de análise multicritério adotada, e isso modifica os métodos de apoio à decisão multicritério. Considerando os princípios para a modelagem de preferências definidos

por ROY & VINCKE (1981), os métodos podem ser classificados como de sobreclassificação ou critério único de síntese. Sobre os métodos baseados na abordagem de sobreclassificação, Caetani diz que eles utilizam diferentes relações de preferência para modelar o problema de decisão, comparando pares de alternativas para cada um dos critérios de modo a identificar relações de dominância. A dominância é caracterizada quando uma alternativa supera outra em pelo menos um critério e não é superada por ela em nenhum dos outros critérios, considerando-se preferível a alternativa que tiver desempenho superior na maior quantidade de critérios.

Diferentemente dos métodos com enfoque no critério único de síntese, os métodos dessa classe são considerados não-compensatórios, na medida em que implementam procedimentos de agregação de critérios concebidos de forma a não possibilitar que o menor desempenho em um determinado critério possa ser compensado por desempenhos superiores em outros critérios (FIGUEIRA *et al.* 2010). Exemplificando, é citado o método ELECTRE (do francês *ELimination Et Choix Traduisant la REalite*), considerado o principal método multicritério na categoria de sobreclassificação. Na verdade, constitui-se de uma família de métodos de diferentes versões, se distinguindo uns dos outros pelo tipo de dado de entrada e os resultados produzidos, sendo um método de ordenação de alternativas, não atribuindo métricas para as preferências.

Já a abordagem de critério único de síntese consiste em reunir diferentes dimensões de desempenho em uma função síntese, a partir da qual são realizadas as avaliações e comparações entre os critérios. O escore numérico resultante, representando o desempenho global de cada alternativa em relação a todos os critérios simultaneamente, é utilizado para estabelecer uma ordenação dos critérios (DE MONTIS *et al.* 2004). Os procedimentos para reunir as dimensões utilizadas nesse método refletem o caráter compensatório da abordagem, isto é, um bom desempenho em um critério pode compensar um desempenho ruim em outro critério.

Como exemplo desse tipo de método, os autores citam o método derivado da teoria da utilidade multiatributo (MAUT – do inglês Multiple Attribute Utility Theory), que se baseia na construção de funções utilidades representativas das preferências dos tomadores de decisão em relação a cada critério, sendo utilizado, entretanto, em situações nas quais a função valor possa ser explicitamente determinada. Em situações nas quais a função encontra-se implícita ou sua determinação seja inviável, observa-se a aplicação do método AHP.

4.1.1 O método AHP

Nesse processo, a partir do desenvolvimento de uma estrutura hierárquica de objetivo, critérios e alternativas, o tomador de decisão realiza julgamentos de valor, através de comparações par a par (*pairwise comparisons*), que são processados de modo a desenvolver escala de prioridade (importância ou preferência) para a adoção das alternativas. Tratando simultaneamente com aspectos racionais e intuitivos, associa a eventual inconsistência e garante a robustez da solução através da aplicação de aritmética derivada de estudos psicológicos sobre o comportamento humano (T. L. SAATY; L. G. VARGAS, 2012).

Essa técnica baseia-se numa matriz quadrada $n \times n$, onde as linhas e colunas correspondem aos n critérios analisados para o problema em questão. Dessa forma, o valor c_{ij} representa a importância relativa do critério da linha i ante o critério da coluna j . Como essa matriz é recíproca, apenas a metade triangular inferior necessita ser avaliada, já que a outra metade deriva desta e a diagonal principal assume valores iguais a 1.

De acordo com SAATY (1990), uma matriz de julgamento de graus par a par

$$A = [c_{ij}] \quad \forall i, j \text{ variando entre } 1, 2, \dots, n$$

pode ser elaborada para a verificação de n critérios a ser avaliados, isto é, a matriz

$$A = \begin{pmatrix} c_{11} & c_{12} & \dots & c_{1(n-1)} & c_{1n} \\ c_{12} & c_{22} & \dots & c_{2(n-1)} & c_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ c_{n1} & c_{n2} & \dots & c_{n(n-1)} & c_{nn} \end{pmatrix}, \quad (5)$$

onde cada c_{ij} é o grau de importância do critério da linha i em relação ao critério j , segundo a escala que é apresentada e explicada nos quadros 4.1 e 4.2.

Quadro 4.1 – Escala de comparação entre graus diferentes

1/9	1/7	1/5	1/3	1	3	5	7	9
extremamente	bastante	muito	pouco	igual	Pouco	muito	bastante	extremamente
MENOS IMPORTANTE					MAIS IMPORTANTE			

Fonte: ZAMBON *et al.* (2005).

Quadro 4.2 – Definição e explicação dos diferentes graus

Valor	Definição	Explicação
1	Igual importância	os dois critérios contribuem de forma idêntica para o objetivo
3	Pouco mais importante	a análise e a experiência mostram que um critério é um pouco mais importante que o outro
5	Muito mais importante	a análise e a experiência mostram que um critério é claramente mais importante que o outro
7	Bastante mais importante	a análise e a experiência mostram que um dos critérios é predominante para o objetivo
9	Extremamente mais importante	sem qualquer dúvida um dos critérios é absolutamente predominante para o objetivo
2, 4, 6, 8	Valores intermediários	também podem ser utilizados

Fonte: Adaptado de SAATY (1980).

Como essa se trata de uma matriz recíproca, se o grau de importância do critério da linha i em relação ao critério da linha j for k , então o grau do critério j em relação ao critério i será $\frac{1}{k}$. Dessa forma, a matriz A será igual a $c_{ji} = \frac{1}{c_{ij}}$ quando i diferente de j e $c_{ii} = 1$ para $i = 1, 2, \dots, n$.

Depois de construída essa matriz, o vetor prioridade w (contendo os graus de prioridades definidas pelo método) pode ser calculado através de autovalores, obtidos por meio da solução da equação

$$A \times w = \lambda_{max} \times w \quad (6)$$

onde λ_{max} é o maior autovalor. O vetor prioridade indica o grau de importância de cada critério e determina a influência de um critério em relação aos demais.

No entanto, a atribuição dos graus para a composição da matriz A pode ser inconsistente e por isso um teste de verificação de consistência deve ser aplicado. Para isso, o maior autovalor λ_{max} , deve ser calculado pela equação

$$\det(A - I\lambda) = 0 \quad 78)$$

onde I é a matriz identidade de ordem n . A matriz A será consistente se $c_{ik} = c_{ij}c_{jk} \forall i, j, k$, mas essa condição é muito difícil de ser observada, visto que julgamentos humanos tendem a apresentar inconsistências. Assim, para verificar a consistência da matriz, são calculados três índices: o Índice de Consistência (CI), o Índice Randômico de Consistência (RI) e a Relação de Consistência (CR), onde CI e CR são calculados pelas equações abaixo, respectivamente

$$CI = \frac{\lambda_{max} - n}{n - 1} \quad (8)$$

$$CR = \frac{CI}{RI} \quad (9)$$

e RI varia de acordo com a ordem n da matriz A conforme o quadro 4.3.

Quadro 4.3 – Valores do Índice Randômico de Consistência (RI) em função da ordem n da matriz A

n	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
RI	0	0	0,52	0,89	1,11	1,25	1,35	1,40	1,45	1,49	1,52	1,54	1,56	1,58	1,59

Fonte: (SAATY & TRAN, 2007)

A matriz A é considerada consistente se $CR < 0,1$. Caso isso não ocorra, algumas abordagens foram estudadas (GARBUZOVA-SCHLIFTER AND MADLENER, 2014; GASTES & GAUL, 2012). GARBUZOVA-SCHLIFTER & MADLENER (2014) sugerem:

- i) eliminar a alternativa que causa a inconsistência. Isso produziria uma matriz com informação incompleta sobre o problema;
- ii) modificar a matriz até que a consistência seja obtida. Com isso o método seria iterativo;
- iii) o uso de modelos matemáticos para a obtenção do ajuste. O método do desvio máximo foi proposto por T. L. SAATY (2000, 1980) e o modelo de matriz com viés induzido por ERGU *et al.* (2014); ERGU *et al.*, (2011); KOU *et al.*, (2013).

GASTES & GAUL (2012) apresentam três caminhos a seguir:

- i) o mesmo método do desvio máximo apresentado anteriormente;

ii) o método da suavização exponencial, que permite a modificação de mais de uma entrada simultaneamente;

iii) otimização por enxame de partículas, um algoritmo da computação de enxames (KENNEDY & EBERHART, 1995) que busca uma matriz intermediária com um índice de consistência aceitável, mantendo o máximo das informações da matriz original e respeitando a escala de Saaty.

4.1.2 A Integração com o SIG

Os Sistemas de Informação Geográfica ou *Geographic Information System (GIS)* – seu nome na língua inglesa – têm sido amplamente utilizados para a estruturação e organização de variáveis espaciais que objetivam solucionar problemas particularmente existentes devido à localização na qual estão inseridos. Seu uso intenso justifica-se pelo fato de constituir uma poderosa ferramenta que integra o conjunto de rotinas de programação desenvolvidas para representar e manipular grandes quantidades de dados armazenados em bancos de dados. Estes dados contêm informações representativas do mundo real, através de coordenadas geográficas, possibilitando análises espaciais (STAR & ESTES, 1991).

Um SIG é um sistema que opera com um conjunto de elementos como um hardware, um software, informações espaciais, procedimentos computacionais e recursos humanos que permitam e facilitem análise, gestão ou representação do espaço e dos fenômenos que nele ocorrem. Segundo Fitz (2008a), um SIG é constituído por um conjunto de programas computacionais, o qual integra dados, equipamentos e pessoas com objetivo de coletar, armazenar, recuperar, manipular, visualizar e analisar dados espacialmente referenciados a um sistema de coordenadas conhecido. Além disso, permite a sobreposição de mapas em um único, para apresentação e comparação de diferentes dados e informações, referentes a uma mesma localidade.

Tais sistemas separam a informação em diferentes camadas temáticas e armazena-as de forma independente, permitindo trabalhar com elas de modo rápido e simples. O destes sistemas tem a possibilidade de relacionar a informação existente através da posição e forma dos objetos, e gerar nova informação. Os modelos mais comuns em SIG são o raster ou matricial e o vetorial. O primeiro concentra-se nas propriedades do espaço, armazenando-as em células que dependem da resolução adotada, sendo que quanto maior a dimensão (a resolução) da célula, menor é a precisão na representação do espaço. O modelo vetorial prioriza a precisão da localização dos elementos, utilizando-se das formas espaciais do ponto, da reta e do polígono.

A escolha entre a representação raster e/ou vetorial para um mapa temático depende do objetivo em vista, como por exemplo, para produção de cartas e em operações onde se requer maior exatidão. Nesse caso a representação vetorial é mais adequada, enquanto as operações de álgebra de mapas são mais facilmente realizadas no formato matricial. No entanto, para um mesmo grau de exatidão, o espaço de armazenamento requerido por uma representação matricial é substancialmente maior (SILVA, 2003).

Uma etapa importante na utilização de um SIG está relacionada à padronização da informação cartográfica em termos de formatos de arquivos (definição de projeções cartográficas; sistemas de referência; limites da área de trabalho; georreferenciamento; escala do mapa) e apresentação dos produtos (devendo conter no mínimo: um título representativo; fonte; toponímia; direção do norte; escala, de preferência, gráfica; legenda), atendendo às qualidades essenciais de precisão, eficácia e legibilidade dos objetos representados do território (FITZ, 2008b; JOLY, 1990; NOGUEIRA, 2008).

Segundo MALCZEWSKI (1999), apesar dos SIGs e dos métodos de decisão multicritério serem duas áreas distintas de pesquisa, os problemas de planejamento e gerenciamento do mundo real podem se beneficiar da combinação de suas técnicas e procedimentos (CARVER, 1991; E. G. GOMES, 1999; JANKOWSKI, 1995; M. P. E. LINS, 1997). O SIG utiliza um escore que será chamado de Índice de Viabilidade (FI) – do inglês *Feasibility Index* – para representar em um mapa a classificação das regiões considerando o conjunto dos critérios adotados e seus respectivos pesos, calculados segundo a AMC. Os pesos efetivos que são usados pelo SIG são calculados pelo método dos autovetores, sendo esses pesos multiplicados pelos valores assumidos pelos critérios. Como os critérios apresentam valores de grandezas diferentes em escalas diferentes, eles precisam ser normalizados. Essa normalização será feita, conforme se encontra em CARVER (1991), segundo a equação:

$$f_{ij} = \frac{x_{ij} - x_{ij\min}}{x_{ij\max} - x_{ij\min}} \quad (10)$$

onde:

f_{ij} : valor normalizado do critério i na localidade j;

x_{ij} : valor assumido pelo critério i na localidade j;

$x_{ij\min}$: menor valor assumido pelo critério i na localidade j;

$x_{ij\max}$: maior valor assumido pelo critério i na localidade j.

Essa equação é utilizada para os critérios de “benefício”, isto é, critérios cujo aumento de seu valor, aumentam a viabilidade na região. Os critérios de “custo” – cujo aumento do valor diminuem a viabilidade na região – devem trocar a ordem dos termos no numerador da expressão.

O valor do escore é calculado através da equação

$$FI_j = \sum_{i=1}^n w_i f_{ij} \quad (11)$$

onde:

FI_j : valor do escore na localidade j; e

w_i : peso do critério i.

Caso existam, entre os critérios adotados, critérios de restrição, isto é, critérios que ao apresentarem valores diferentes de 0 inviabilizam uma região, esses critérios devem multiplicar a expressão do escore, modificando a equação anterior para

$$FI_j = \prod_{i=1}^n \hat{R}_{ij} * \sum_{i=1}^n w_i f_{ij} \quad (12)$$

onde \hat{R}_{ij} é o valor do critério de restrição.

No caso em tela, as áreas de preservação ambiental da costa definem regiões de restrição, isto é, regiões nas quais não se poderão construir parques eólicos. Dessa forma, seu valor será 0 na localidade que possuir área de preservação ambiental e 1 na que não possuir. Os dados de vento, distância da costa e profundidade, são dados que apresentam valores variados, em natureza e escala, portanto serão normalizados conforme explicado anteriormente. Feito isso, o SIG classificará as regiões segundo o FI, indicando quais as regiões que apresentam maior viabilidade quanto à adequação definida pelo atendimento dos condicionantes avaliados.

O tópico seguinte apresenta os dados que foram utilizados para o cálculo. São descritas as suas especificações, os órgãos que os disponibilizaram e a forma de produção. Esses dados foram processados no módulo EasyAHP produzindo o índice de viabilidade conforme processo descrito neste capítulo. São apresentados ainda os resultados obtidos com o índice, a classificação das áreas na ZEE e a representação gráfica em forma de mapa com as áreas de maior potencial em destaque.

4.2 Critérios de análise

Segundo os estudos de estimativa de potencial eólico – apresentados no capítulo 2 - e avaliação da melhor localização para construção de parques eólicos consultados nesta pesquisa (e citados no início deste capítulo), além da presença de recurso eólico que favoreça à geração elétrica, o uso do solo ou da área onde se pretende instalar uma torre, incluindo a área do entorno, precisa ser considerada pela possibilidade de uso múltiplo de uma mesma área. Podem ocorrer, concomitantemente ou não, a exploração de uma atividade econômica, a utilização para habitação, presença de estradas, área de preservação ambiental, área militar, entre outros. Essa variedade de usos se traduz em uma variedade de critérios que precisam ser considerados na avaliação das localidades. Alguns desses critérios aparecem com mais frequência nas análises pela existência de dados confiáveis, disponíveis gratuitamente, com registro temporal significativo e sobre quase qualquer área do planeta, seja em terra ou no mar. Isso geralmente ocorre com variáveis que podem ter seus dados observados e produzidos por satélites, visto que vários países reúnem recursos e dividem custos para isso.

Outros critérios são mais regionalizados, dependendo da produção de dados por órgãos de governo, empresas privadas sem fins lucrativos ou organizações não governamentais (ONGs). Por sua vez, essas instituições possuem menos recursos e precisam definir a todo tempo prioridades na alocação dos mesmos para suas atividades. Além dessa dificuldade, quando uma empresa produz os dados, ela tem o direito privado da propriedade. Quando uma organização não governamental é a produtora dos dados, geralmente é acusada de parcialidade. Partindo dessa problemática como pano de fundo, ocorre a escolha das variáveis de estudo.

Estabelecendo os limites da espacialidade desta pesquisa, foi adotada a ZEE como área a ser investigada conforme considerado em CHAOUACHI *et al.* (2017), NAGABABU *et al.* (2017), ORTIZ & KAMPEL (2011), PIMENTA *et al.* (2019), SCHILLINGS *et al.* (2012) e conforme definido em legislação internacional vigente para o direito do mar (UNCLOS, 1997) que define de forma precisa os limites da ZEE de um Estado Costeiro e disciplina os direitos, jurisdição e deveres sobre ela. Para representar o recurso natural disponível e o detalhamento das características físicas da ZEE, foram considerados o recurso eólico, a profundidade do solo oceânico e a distância da costa, conforme feito em ADELAJA *et al.* (2012), KIM *et al.* (2018), MAHDY & BAHAJ (2018), ORTIZ & KAMPEL (2011).

De forma a incluir a dimensão ambiental na análise, foi considerado que as áreas de preservação ambiental fossem excluídas dentre as áreas possíveis para a construção de torres conforme (CHRISTOFORAKI & TSOUTSOS, 2017; KIM *et al.*, 2018; MAHDY AND

BAHAJ, 2018). Mesmo não sendo um critério que impeça a ocorrência de impactos ambientais, a preservação dessas áreas constitui medida eficaz para a mitigação dos danos à fauna e à flora (FARIA, 2004).

Quanto às escolhas de tecnologia que serão definidas para o projeto do parque, a disponibilidade do recurso eólico está diretamente relacionada com a produção de energia, que também será limitada à potência da turbina adotada e à forma de geração desta, de maneira que quanto maior forem as velocidades médias do vento observadas, maior será a produção de energia e maior a receita possível de ser auferida pelo projeto. A profundidade na região é o principal determinante do tipo de fundação que será utilizada, sendo essa a segunda maior participação nos custos do projeto, vindo logo após ao custo das turbinas. Nos parques eólicos onshore, as turbinas representam cerca de 49% do custo total do parque e as fundações, cerca de 16%; nos parques offshore, essa proporção fica de 38% para as turbinas e de 27% para as fundações. A distância da costa na qual o parque ficará situado definirá a tecnologia de transmissão (corrente alternada ou contínua), que responde por 13% dos custos totais do parque (KALDELLIS & APOSTOLOU, 2017). Conforme mencionado na seção 2.4 do capítulo 2, a configuração dos portos brasileiros não os tornam aptos para promover o início das atividades da indústria eólica offshore no Brasil (URAZ, 2011), por isso suas localizações não foram incluídas na análise.

4.2.1 Zona Econômica Exclusiva brasileira

Segundo a *United Nations Convention on the Law of the Sea* (UNCLOS), cada país possui uma faixa marítima denominada de Zona Econômica Exclusiva com largura de 200 milhas náuticas mar a dentro (cerca de 370 km) contadas a partir da linha de base, isto é, da linha de baixa-mar ao longo da costa, tal como indicada nas cartas marítimas de grande escala reconhecidas pelo Estado costeiro (UNCLOS, 1997). Essa definição dada pelo Decreto 1.290 de 21/10/94, teve definidos os pontos apropriados para o traçado das linhas de base no Decreto 4.983 de 10/02/2004 e sofreu atualização dos pontos por meio do Decreto 8.400 de 04/02/2015.

De acordo com a Lei 8.617 de 4 de janeiro de 1993, essa faixa se divide em: i) mar territorial – faixa de 12 milhas náuticas a partir da linha de baixa-mar; ii) zona contígua – faixa que se estende das 12 às 24 milhas náuticas a partir da linha de base que delimita o mar territorial; e iii) zona econômica exclusiva – que vai das 12 às 200 milhas náuticas a partir da linha de base que delimita o mar territorial. A figura 4.1 apresenta uma linha fechada representando a delimitação da ZEE ao longo da costa brasileira, enquanto a figura 4.2

apresenta um recorte em perfil transversal da largura da ZEE de forma a detalhar suas divisões e as suas respectivas extensões e fronteiras. Além dessas faixas, define-se a plataforma continental como sendo o leito e o subsolo das áreas submarinas que se estendem além do seu mar territorial, em toda a extensão do prolongamento natural de seu território terrestre, até o bordo exterior da margem continental ou até a distância de duzentas milhas marítimas das linhas de base, a que ocorrer mais distante.

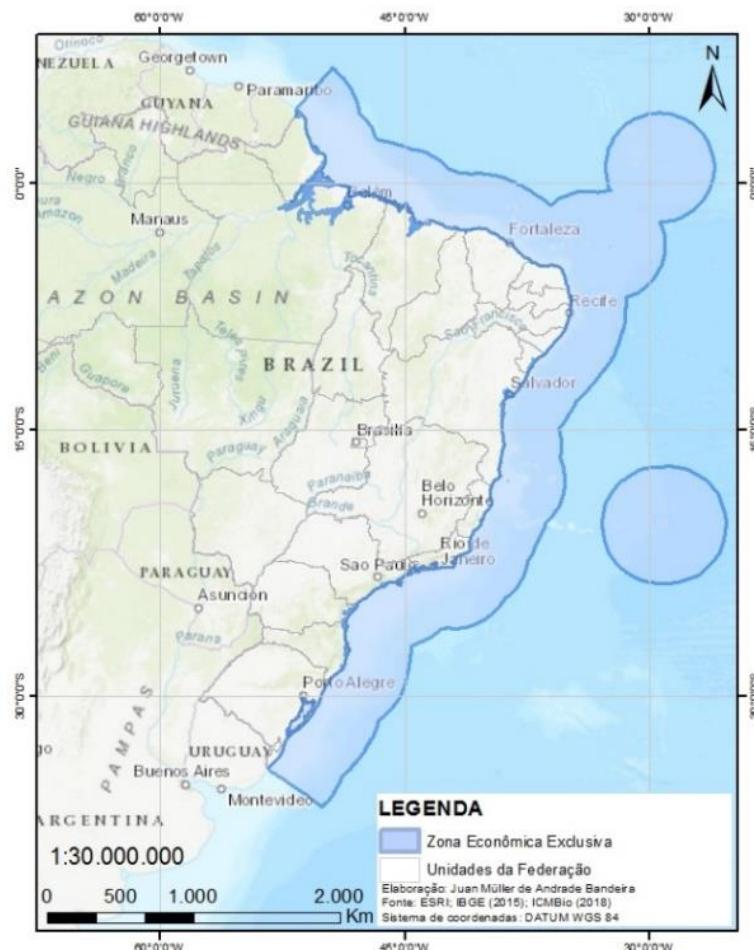


Figura 4.1. Zona Econômica Exclusiva do Brasil. Fonte: CPRM (2017).

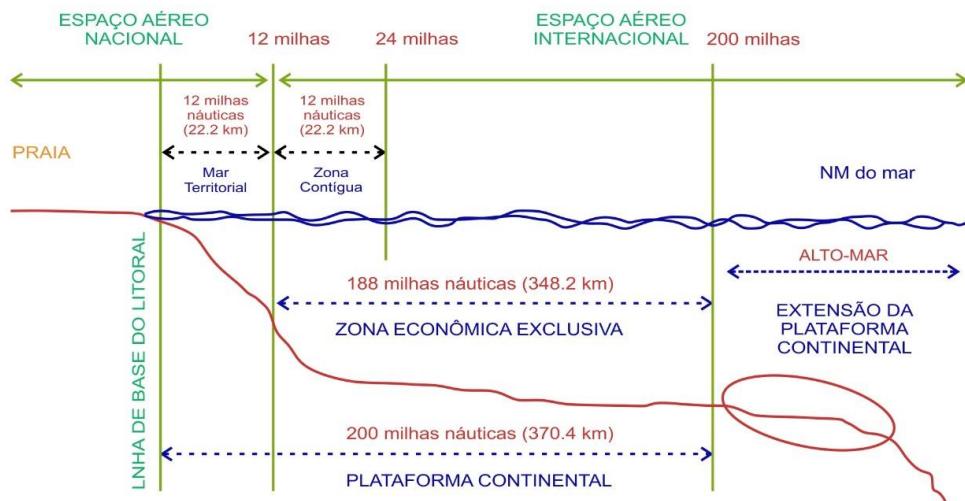


Figura 4.2. Divisões da ZEE. Fonte: IBGE (2011).

A soberania do Brasil estende-se ao mar territorial, ao espaço aéreo sobrejacente assim como ao seu leito e subsolo. Na zona contígua, o Brasil pode tomar medidas de fiscalização necessárias para evitar infrações às leis e aos regulamentos aduaneiros, fiscais, de imigração ou sanitários, no seu território ou em seu mar territorial, e reprimi-las quando necessário. O Brasil possui direitos de soberania na ZEE para fins de exploração e aproveitamento, conservação e gestão dos recursos naturais, vivos ou não-vivos, das águas sobrejacentes ao leito do mar, do leito do mar e seu subsolo, e no que se referir a outras atividades com propósito de exploração e aproveitamento da zona para fins econômicos (UNCLOS, 1997).

Ainda na ZEE, o Brasil tem o direito exclusivo de regulamentar a investigação científica marinha, a proteção e a preservação do meio marinho, bem como a construção, operação e o uso de todos os tipos de ilhas artificiais, instalações e estruturas. Aos outros Estados é reconhecida a liberdade de navegação e sobrevoo, mas exercícios ou manobras militares, em particular que impliquem o uso de armas ou explosivos, só poderão ocorrer com o consentimento brasileiro. Na plataforma continental é reconhecido ao governo brasileiro o direito exclusivo de autorizar e regulamentar as perfurações, quaisquer que sejam seus fins, assim como o direito de colocar cabos e dutos na plataforma continental.

Somado a isso, a costa brasileira possui uma extensão de 7.367 km – aumentando para 9.200 km quando consideradas as reentrâncias do litoral – constituindo uma extensão de área superior a 3.500.000 km², sendo um desafio a qualquer investigação no seu litoral, em particular, na procura de áreas propícias à instalação de parques eólicos.

4.2.2 Unidades de conservação (UC)

Estas entidades foram definidas pela Lei 9.985 de 18 de junho de 2000, que também institui o Sistema Nacional de Unidades de Conservação da Natureza (SNUC). Segundo essa lei, a Unidade de Conservação é um espaço territorial e seus recursos ambientais, incluindo as águas jurisdicionais, com características naturais relevantes, legalmente constituídas pelo Poder Público, com objetivos de conservação e limites definidos, sob regime especial de administração, ao qual se aplicam garantias adequadas de proteção.

Segundo FARINHA *et al.* (2017), os motivos para criação de unidades de conservação no Brasil, mudaram ao longo do tempo. Num primeiro momento, a criação das UCs esteve relacionada a expressividade da beleza. Posteriormente, ampliou-se para a permanência da biodiversidade, chegando à preocupação na preservação dos biomas brasileiros como resultado do avanço sobre o conhecimento em relação à necessidade de preservação ambiental no mundo e sua influência na saúde humana. Essas unidades têm se mostrado a maneira mais eficaz e segura de preservar ecossistemas essenciais na manutenção dos sistemas sustentadores da vida, protegendo espécies da flora e fauna contra as pressões provocadas pelas ações antrópicas (CEAGESP, 2015).

Elas permitem integrar as áreas protegidas em estratégias mais amplas de planejamento, ampliando o apoio às áreas protegidas, fortalecendo a capacidade de manejo e a cooperação internacional nos campos de financiamento. Além dos benefícios biológicos e ambientais obtidos, verificam-se benefícios econômicos como a proteção de solos em zonas sujeitas à erosão, controle da sedimentação dos rios, oferta de emprego às comunidades do entorno através da promoção de atividades turísticas e extrativistas, possibilidade de realizar o aproveitamento sustentável dos recursos naturais e prover barreiras naturais contra enfermidades em cultivos agrícolas e animais de criação (LOPES, 1996). A figura 4.3 apresenta uma representação de todas as unidades de conservação criadas no Brasil, tanto as que estão em terra como as que estão em ambiente marinho. Verifica-se que quase a totalidade das unidades marinhas de conservação estão localizadas muito próximas à linha de costa, indicando que o acesso a elas é facilitado, sendo possível realizar seu monitoramento, com exceção das Unidades de Fernando de Noronha, Atol das Rocas, São Paulo e São Pedro – à Nordeste – e de Trindade e Martim Vaz – à sudeste.

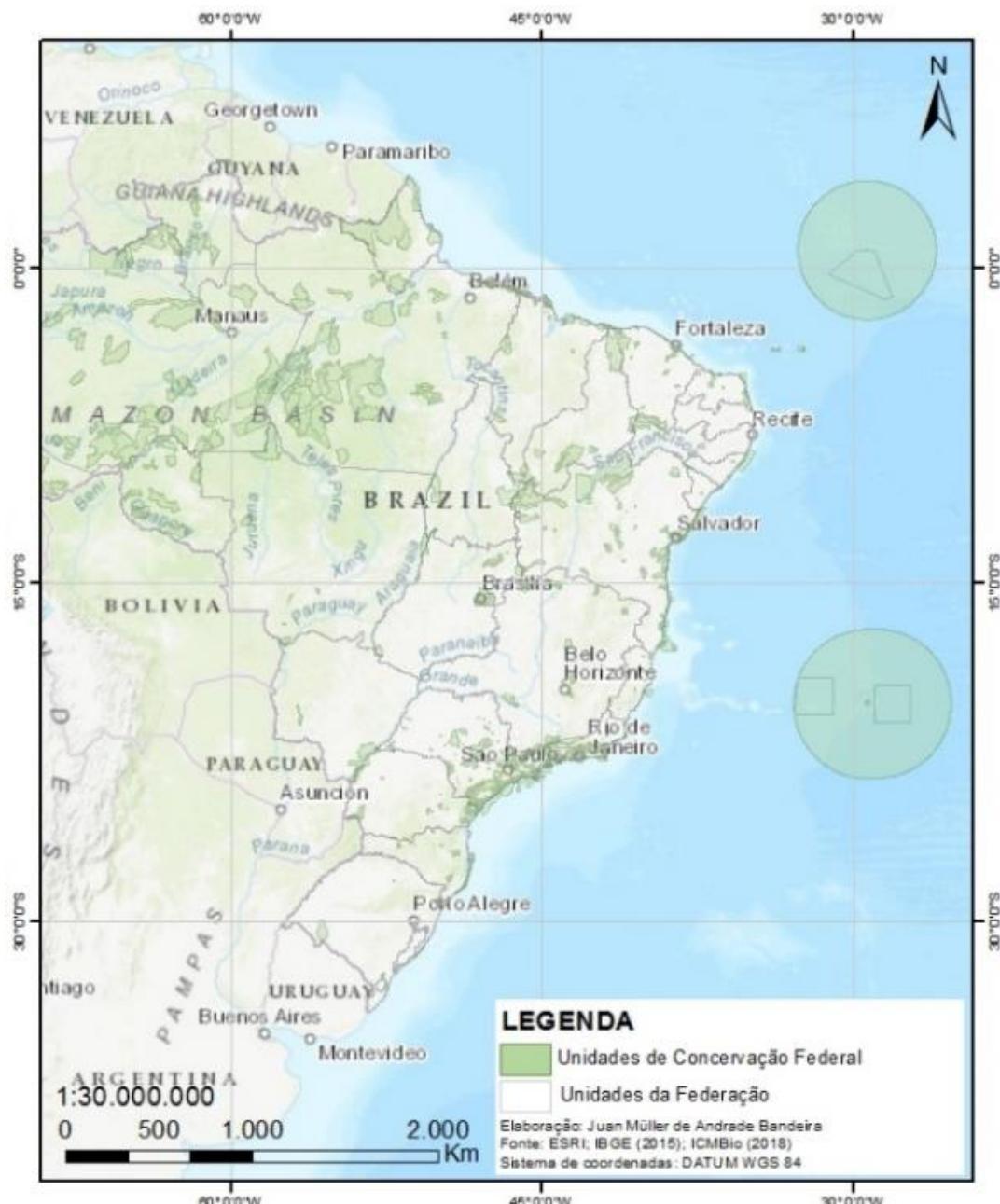


Figura 4.3. Unidades de Conservação ambiental. Fonte: ICMBIO (2017), ISA (2017), WWF-BRASIL (2017) e Secretarias Estaduais de Meio Ambiente.

As unidades de conservação são classificadas em dois grupos: Uso Sustentável (US) e de Proteção Integral (PI), subdivididas em 12 categorias, sendo cinco de PI e sete de US conforme quadro 4.4:

Quadro 4.4. Classificação das Unidades de Conservação

Unidades de Conservação Ambiental			
Proteção Integral	Sigla*	Uso Sustentável	Sigla*
Estação Ecológica	ESEC	Área de Proteção Ambiental	APA
Reserva Biológica	REBIO	Área de Relevante Interesse Ecológico	ARIE
Parque Nacional	PARNA	Floresta Nacional	FLONA
Monumento Natural	MONA	Reserva Extrativista	RESEX
Refúgio de Vida Silvestre	REVIS	Reserva de Fauna	REFAU
		Reserva de Desenvolvimento Sustentável	RDS
		Reserva Particular do Patrimônio Natural	RPPN

* As siglas são apresentadas conforme aparecem na tabela de atributos dos arquivos georreferenciados. Fonte: SNUC, ICMBio.

As unidades de Proteção Integral têm por objetivo preservar a natureza, sendo permitido o uso indireto dos recursos naturais, enquanto as unidades de Uso Sustentável visam compatibilizar a conservação da natureza com o uso sustentável de parcela dos seus recursos naturais. As unidades de conservação são criadas por ato do poder público, devendo ser precedidas de estudos técnicos e de consulta pública que permitam identificar a localização, a dimensão e os limites mais adequados para a unidade.

Toda unidade de conservação deve dispor de um plano de manejo no qual constem a área da unidade, sua zona de amortecimento e corredores ecológicos, incluindo medidas, com a finalidade de promover sua integração à vida econômica e social das comunidades vizinhas. Esse plano deve ser elaborado num prazo de cinco anos a partir da data de sua criação e deve dispor sobre as atividades de liberação planejadas. Cada unidade de conservação pode ter um conselho consultivo ou deliberativo, que será presidido pelo chefe da unidade, e a quem cabe indicar os demais conselheiros a serem representados. Essa representação deve contemplar órgãos ambientais dos três níveis da Federação e órgãos de áreas afins como pesquisa científica, educação, defesa nacional, cultura, turismo, paisagem, arquitetura, arqueologia, povos indígenas e assentamentos agrícolas.

Como decorre de toda atividade humana, a produção offshore de energia por meio da fonte eólica é uma atividade econômica que produz impactos ambientais (KATSAPRAKAKIS, 2012; LEUNG & YANG, 2012). Para mitigação desses impactos, foi adotada a exclusão das áreas das unidades de conservação marinha como forma de avaliar o potencial de aproveitamento dessa atividade de modo a minimizá-los. As unidades de conservação marinha

que foram consideradas para esta avaliação de potencial estão enumeradas em um quadro que consta na seção de apêndices.

Essas unidades de conservação não foram distinguidas entre ser de PI ou de US, mas foram consideradas todas as que estivessem em bioma marinho ou costeiro e marinho. Diversas foram as fontes para a compilação de tais unidades, de modo a possibilitar a produção de um arquivo georreferenciado para a utilização no SIG, visto ter sido observada a falta de um único diretório que reunisse todas as informações sobre as unidades de conservação. A delimitação das unidades de conservação e suas características estão presentes em arquivos *shapefiles* que foram obtidos a partir da busca em plataformas digitais desenvolvidas para repositório, ofícios enviados eletronicamente, contato presencial ou telefônico com as coordenações de gerenciamento costeiro ou Secretarias de Meio Ambiente dos 17 estados costeiros brasileiros. Além dessas fontes, foram buscados dados do Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade (ICMBio), do Instituto de Desenvolvimento Sustentável e Meio Ambiente (IDEMA), do *World Wide Fund for Nature* (WWF-Brazil) e do Instituto Socioambiental.

4.2.3 Recurso eólico

Neste trabalho foi feita a extração para uma altura de 100 m, a partir de dados de vento apresentados a uma altura de referência de 10 m, obtidos por climatologia, no período de 2001 a 2017, da base ERA-Interim. A figura 4.4 representa a distribuição dos ventos ao longo de toda a costa, representando em cores distintas as diferentes velocidades observadas, destacando ventos com velocidades inferiores a 7,8 m/s em tons verdes e amarelos e acima disto em tons laranja e vermelho. Essa base traz um conjunto de dados provenientes de uma reanálise climática global feita de 1979 até os dias atuais, mantida e desenvolvida pelo ECMWF. Os dados possuem resolução espacial de 0,125° (aproximadamente 13 km), e são do tipo de superfície, de médias mensais com dados diários coletados quatro vezes ao dia, espaçados por um intervalo de 6 h (00:00, 06:00, 12:00, 18:00), cobrindo uma área definida pela janela que varia a latitude de -40S 10N e longitude de -60W -20W.

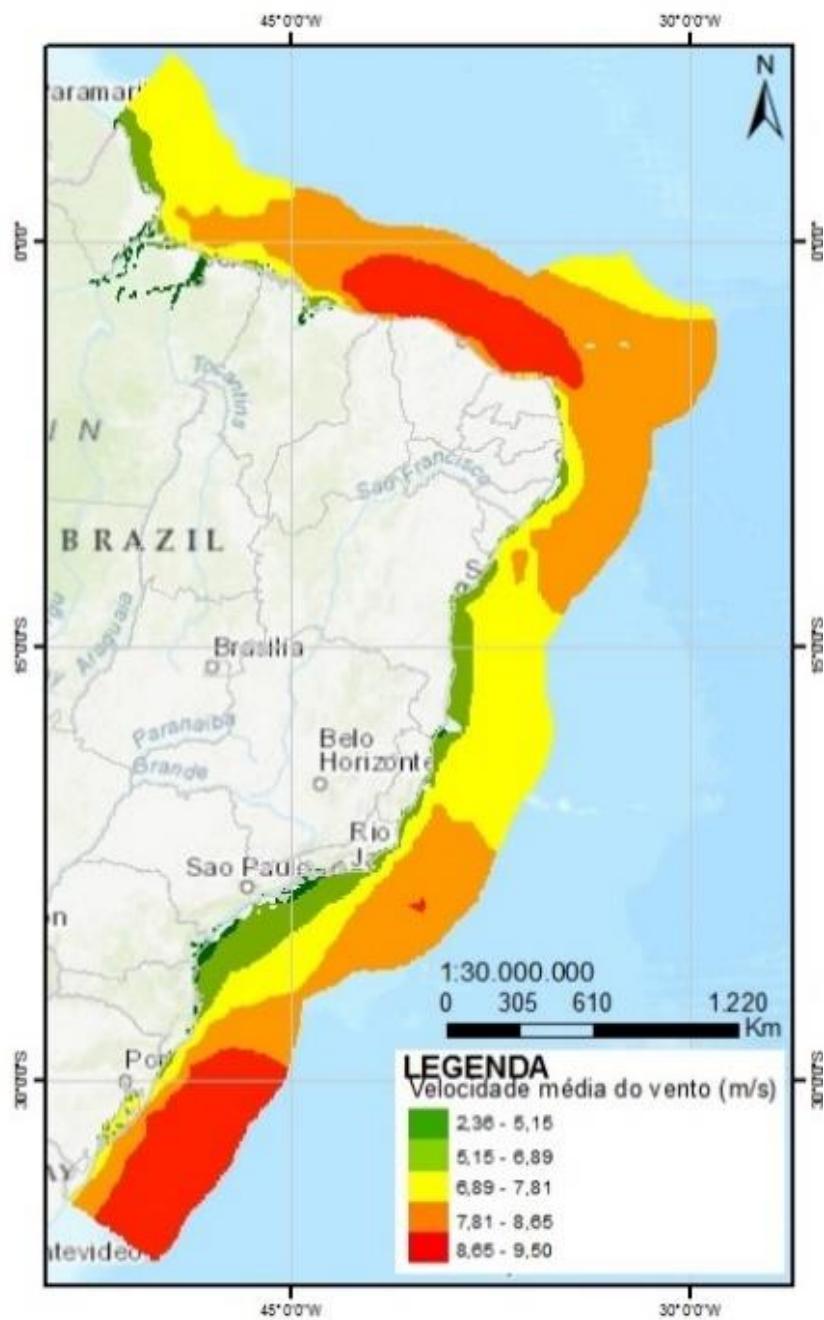


Figura 4.4. Recurso eólico a 100 m de altura na ZEE brasileira. Fonte: (ECMWF, 2017).

Conforme foi apresentado no capítulo 2 na explicação do funcionamento dos aerogeradores, essas máquinas só começam a produzir eletricidade quando a velocidade do vento é superior à sua velocidade de entrada, que geralmente está em torno de 3,5 m/s. As regiões em verde escuro apresentam ventos que vão até 5,15 m/s e em verde claro até 6,89 m/s. Note-se que com esses ventos já é possível realizar produção de eletricidade, mas praticamente quase a totalidade da ZEE brasileira apresenta média anual de vento acima de 7 m/s, o que a

torna potencialmente apta a produção energética. Observa-se ainda nesse mapa que duas regiões de grande disponibilidade de recursos eólicos são o litoral setentrional ao norte da região Nordeste e o litoral meridional à leste da região Sul do país, sendo esta mais afastada da costa e aquela mais próxima.

Outras bases de dados disponibilizam os dados de vento a 100 m de altura para a costa brasileira, mas apenas para uma faixa de poucos quilômetros além do território em terra. Uma delas é o Global Wind Atlas, base de cobertura global, e outra base é a fornecida pelo CEPEL no “Atlas Eólico Brasileiro – simulações 2013”, de cobertura e produção nacional. Como o estudo foi feito para toda a ZEE brasileira (cerca de 370 km além terra), a cobertura dos dados não seria suficiente. Entretanto, para essa estreita faixa na qual as três bases disponibilizam seus dados, foi feita a coleta de alguns dados e a realização do teste estatístico não-paramétrico de Friedman (Quadro 4.5), cujo resultado confirma a indiferença entre os dados das três bases.

Quadro 4.5. Teste estatístico não-paramétrico de Friedman.

Ponto	Atlas CEPEL 100 m	Global Wind 100 m	Extrapolação para 100 m
A	8,20	7,99	8,41
B	8,34	8,19	8,57
C	9,15	7,81	8,38
D	9,07	7,29	8,39
E	8,86	6,57	8,36
F	9,54	7,32	8,62
G	8,99	7,91	6,76
H	7,73	8,04	6,69
I	4,27	4,82	4,41
J	7,80	7,96	6,46
K	7,69	8,43	7,92
L	8,32	8,07	7,62

Teste de Friedman		
Informação	Valor	H0: não existe diferença entre as abordagens adotadas H1: existe diferença entre as abordagens adotadas
Graus de Liberdade	11	Como p-valor = 0,234415551, então existem evidências estatísticas para não rejeitar a hipótese nula ao nível de significância de 5%. Desse modo, não existe diferença significativa entre as informações do Atlas CEPEL, Global Wind e da extração
p-valor	0,234415551	

Fonte: Novo Atlas CEPEL, Global Wind Atlas, extração ERA-Interim.

Outra característica dos ventos offshore brasileiros que aumentam seu potencial energético é a sua direção. A figura 4.5 apresenta as linhas direcionais do vento que incidem sobre o território do Brasil, destacando a convergência dos ventos alísios sobre os litorais Norte e Nordeste do Brasil.

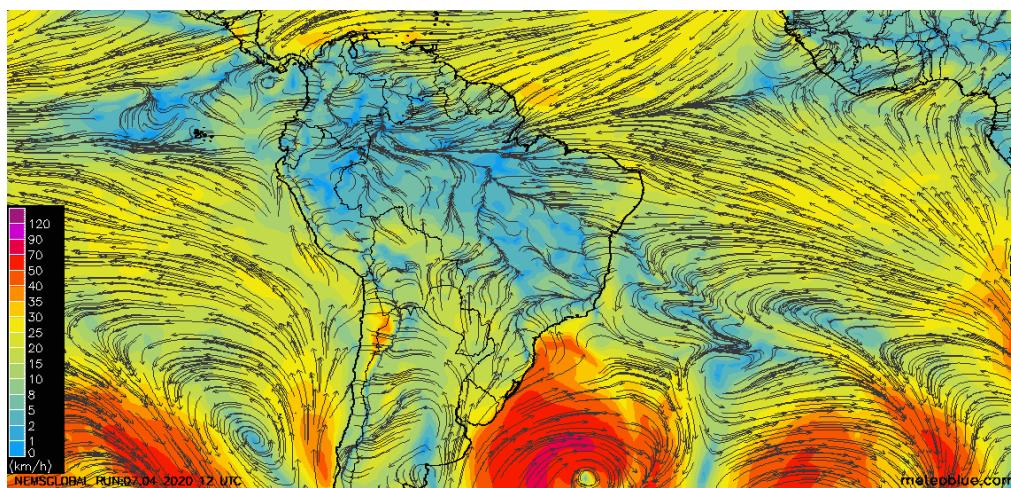


Figura 4.5. Linhas representando a direção dos ventos. Fonte: DTU (2017).

Por ter seu território em uma posição geográfica que se situa próximo à Zona de Convergência Intertropical (ZCIT), os ventos alísios que sopram do hemisfério norte e sul convergem sobre o litoral setentrional do país, motivo pelo qual essa região apresenta ventos de elevada intensidade; já o litoral meridional sofre influência dos sistemas de baixa pressão ou ciclones que se formam por volta da latitude 30° em ambos hemisférios (VAREJÃO-SILVA, 2006). Por esse motivo, mesmo apresentando ventos de alta velocidade, possuem direções mais variáveis e estão sujeitos à maior frequência de rajadas e temporais.

4.2.4 Ratimetria

O arquivo com os dados batimétricos utilizados foi obtido no site da NOAA do Departamento de Comércio dos Estados Unidos. A figura 4.6 representa a profundidade da ZEE brasileira, onde os tons da cor azul representam regiões de profundidades superiores a 200 m e os tons de vermelho e laranja representam as profundidades menores. Pode-se perceber uma significativa extensão no litoral da Região Norte do país com profundidades de até 50 m e ao longo dos litorais Sudeste e Sul a faixa estende-se até profundidades que variam entre 100 e 200 metros.



Figura 4.6. Batimetria na ZEE brasileira. Fonte: NOAA (2011).

A batimetria está disponível como resultado do modelo de relevo global ETOPO-1, onde a topografia da terra é apresentada combinando modelos digitais de elevação para

a superfície terrestre com modelos digitais de batimetria em regiões do globo cobertas por água ou gelo.

4.2.5 Distância da costa

A terceira variável considerada nessa investigação refere-se à distância verificada entre a área de análise localizada no mar até a linha de costa.

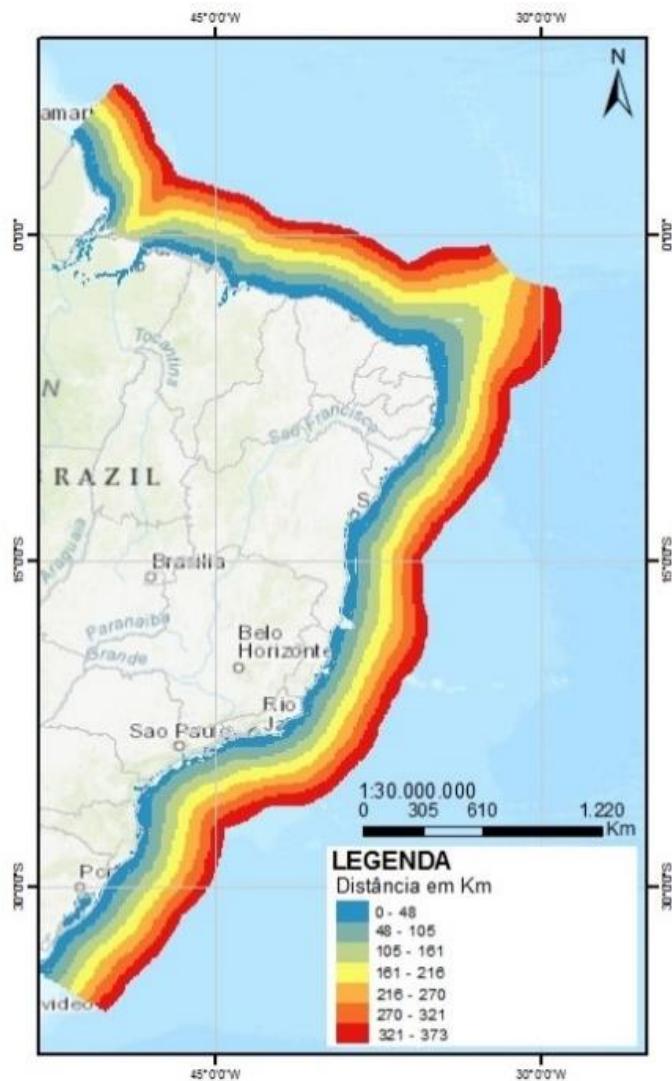


Figura 4.7. Distância da costa na ZEE brasileira. Fonte: Elaboração Própria.

A figura 4.7 apresenta as faixas de distância da costa dentro da ZEE e foi construída por meio do SIG, destacando, em cores diferentes, faixas com cerca de 50 km de extensão, de forma a facilitar a percepção do aumento da distância da costa. Por exemplo, esse recurso permite constatar que as profundidades de até 200 m destacadas na figura anterior – fig. 4.6 – se estendem, em sua maior parte, por uma distância que varia

entre 100 km a 150 km da costa e que as profundidades inferiores a 50 m, em sua maior parte, estão a menos de 50 km de distância da costa. No site do Serviço Geológico do Brasil (CPRM), obtém-se o *shapefile* (extensão do arquivo digital) da linha de costa brasileira. Com isso, construiu-se uma linha paralela à linha de costa a uma distância fixa de 200 milhas náuticas, definição da ZEE segundo a UNCLOS. Com esta segunda linha foi construído um mapa de distribuição de distância utilizando o interpolador do *Inverse Distance Weighted* (IDW) e depois convertida a unidade para quilômetros.

Diante do que foi exposto, sintetiza-se que o percurso metodológico do trabalho constitui-se em resultado da articulação de AMC suportado por um GIS, e fundamentados na escolha de dimensões e variáveis, cujos dados atribuídos foram obtidos a partir de bases oficiais de distintas organizações, nacionais e internacionais, que se constituem como referência em relação à preservação ambiental, batimetria, recurso eólico e distância da costa. No capítulo seguinte, procede-se a exposição das estimativas de potencial obtidas, assim como o mapeamento dessas áreas.

5. ESTIMATIVA DO POTENCIAL EÓLICO OFFSHORE BRASILEIRO

Neste capítulo são apresentados os mapas com a classificação das áreas da ZEE brasileira por meio do índice de viabilidade (FI) criado através do método AHP. Torna-se importante destacar o sentido do termo “viabilidade” aqui adotado. Considerando que a avaliação do potencial eólico offshore da costa brasileira está sendo estimada por meio de análise multicritério, isto é, com o cruzamento de diferentes variáveis (inclusive de naturezas distintas), o mapeamento das áreas é feito de acordo com um índice produzido pelo método. Dado que o índice empregado apresenta valores mais atrativos para áreas que reúnem um conjunto de características adequadas à sua utilização, “viabilidade” surge como expressão de “atratividade”, transmitindo a ideia de que uma “área viável”, no sentido do método, trata-se de uma área preferencial ou prioritária à exploração eólica offshore. A vantagem de um mapeamento de áreas preferenciais, aponta para a possibilidade da realização de um zoneamento do potencial eólico offshore que delimita áreas passíveis de caracterização mais homogênea, simplificando, assim, as avaliações de impactos ambientais e viabilidade econômica, o que pode se constituir em informação relevante para suporte à definição de políticas públicas para o setor.

Destaca-se ainda que o índice de viabilidade foi construído a partir da premissa de que a avaliação do potencial seja feita por meio de cenários, deixando mais evidente as diferenças de resultados à medida que os parâmetros em análise sejam modificados quando do estudo do aproveitamento do potencial eólico em uma dada região. Para a avaliação feita nesta tese, foram estruturados três diferentes cenários de forma que representem perfis empregados no planejamento.

5.1 Cenários estruturados para a análise

Como a atribuição de graus para estruturação da matriz de comparação dois a dois é subjetiva, foram produzidas matrizes de perfis diferentes que inspiram cenários distintos. A descrição dos perfis assim como as matrizes obtidas, podem ser vistas nas tabelas 5.1 e 5.2. Na tabela 5.2 são apresentadas as matrizes de comparação que foram obtidas a partir de cada cenário e os pesos teóricos que foram calculados através do EasyAHP.

Tabela 5.1. Descrição dos perfis de atribuição de pesos por cenário produzido
CENÁRIO **DESENHO DO CENÁRIO**

	Considera a velocidade do vento como a variável determinante para a definição de uma área viável à exploração do potencial eólico. Se os dados de vento indicam um elevado potencial disponível em uma determinada área, esta mostra-se relevante no que concerne ao seu aproveitamento futuro, porém condicionada pelo contexto econômico. Neste cenário, a profundidade e a distância da costa são consideradas fatores de menor importância.
Cenário 1	Considera a velocidade do vento como variável determinante para a definição da área viável. No entanto, a profundidade – consoante aos custos que tal condição adiciona, bem como aos desafios tecnológicos a serem enfrentados para construção e operação de um parque eólico – é tão importante quanto a qualidade apresentada pelo vento. Assim, adicionalmente aos potenciais determinados pelo vento, este cenário considera os determinantes postos pela profundidade e distância da costa para decidir sobre a viabilidade de aproveitamento na área identificada.
Cenário 2	Considera a velocidade do vento e a profundidade na área de aproveitamento como variável determinante na definição da viabilidade do potencial. Dessa forma, a distância da linha de costa é um fator de menor importância.
Cenário 3	

Uma forma de distinguir os cenários determina-se por meio da diferença que há entre os pesos teóricos do vento e da profundidade. Considerada a variável mais importante para a definição do sítio onde será instalado o aerogerador, o vento será sempre a variável prioritária. A profundidade onde será fixada ou ancorada a fundação offshore constitui-se em variável secundária de determinação, por estabelecer intervalos nos quais estão disponíveis uma significativa variedade de opções de fundações (conforme visto no capítulo 2, classificadas como de base fixa ou estruturas flutuantes), sendo determinante para a escolha de qual solução construtiva será adotada. A partir disso, a diferença entre os pesos de determinação destas duas variáveis, diferencia os cenários. Note-se que no cenário 1, a diferença dos pesos entre a variável vento e profundidade é de 53,1%. Esta diferença pressupõe que a presença do recurso eólico em

determinado sítio supera em mais de 50% a determinação da preferência em uma área. No cenário 2 e 3, essas diferenças são de 20,2% e de 36%, respectivamente.

Tabela 5.2. Matrizes de comparação dois a dois e respectivos pesos

Cenário 1: Vento determina 72,4% das áreas de viabilidade

	Vento	Profundidade	Distância	Pesos
Vento	1	5	7	$\lambda = 3,067$ 72,4%
Profundidade	1/5	1	3	CI = 0,034 19,3%
Distância	1/7	1/3	1	CR = 0,059 8,3%

Cenário 2: Vento determina 55,6% das áreas de viabilidade

	Vento	Profundidade	Distância	Pesos
Vento	1	2	5	$\lambda = 3,054$ 55,6%
Profundidade	1/2	1	5	CI = 0,027 35,4%
Distância	1/5	1/5	1	CR = 0,047 9,1%

Cenário 3: Vento determina 64,3% das áreas de viabilidade

	Vento	Profundidade	Distância	Pesos
Vento	1	3	7	$\lambda = 3,068$ 64,3%
Profundidade	1/3	1	5	CI = 0,034 28,3%
Distância	1/7	1/5	1	CR = 0,059 7,4%

Fonte: Elaboração Própria

Na tentativa de simplificar a distinção entre os cenários, pode-se afirmar que o Cenário 1 reveste-se de um peso teórico quanto ao potencial eólico que ele revela, uma vez que, ao não considerar as restrições técnicas e econômicas que podem advir das condições de profundidade e distância ao continente, pode imputar sobre um sítio restrições que inviabilizem seu aproveitamento, a exemplo de áreas de elevadas profundidades e significativas distâncias da costa. O Cenário 2 é aquele mais realista sob o ponto de vista técnico e dos determinantes econômicos, uma vez que ele pondera de maneira equilibrada as variáveis que são comumente empregadas nos processos de tomada de decisão quanto ao aproveitamento do potencial eólico de determinado sítio. Uma vez que o Cenário 3 não considera os desafios técnicos e econômicos que podem resultar de possíveis aproveitamentos de potenciais eólicos em áreas significativamente distantes da costa, o mesmo adiciona incertezas quanto à viabilidade de tais potências.

Na Tabela 5.3, apresenta-se a categorização de áreas utilizando o Índice de Viabilidade obtido, de forma que, quanto maior o seu valor, maior será o potencial de uma determinada área para o aproveitamento eólico, ou seja, maior a viabilidade da mesma.

Tabela 5.3. Categorização de áreas utilizando o índice de viabilidade

Categoria	Inviável	Pouco viável	Viável	Muito viável
FI	$FI < 0,5$	$0,5 \leq FI < 0,7$	$0,7 \leq FI < 0,8$	$0,8 \leq FI$

Os resultados mostram que as áreas com Índice de Viabilidade $FI < 0,7$ apresentam uma combinação de qualidade de vento, profundidade e distância da costa que não a torna atrativa para o aproveitamento de seu potencial eólico, seja por apresentarem ventos com velocidade média inferior a 6 m/s seja devido à profundidade da coluna d'água na região ser elevada, tornando necessária a utilização de tecnologia específica de águas profundas – o que eleva sobremodo o custo do empreendimento – ou porque a distância da costa aumenta significativamente os custos com cabeamento e manutenção necessários ao sistema de transmissão da eletricidade.

5.2 Classificação do Potencial Estimado

A figura 5.1 apresenta o mapeamento das áreas determinadas através do Índice de Viabilidade FI. A imagem permite a visualização das diferentes categorias de áreas definidas pelo índice, bem como identificar quais áreas apresentaram maior viabilidade: nas cores verde escuro, verde claro, laranja e vermelha, em ordem crescente, representando as áreas “Inviável”, “Pouco Viável”, “Viável” e “Muito Viável”, respectivamente, sendo as duas últimas as áreas de maior viabilidade segundo o índice adotado. Registra-se que o litoral setentrional da Região Nordeste é a área da ZEE que reúne a melhor combinação de condicionantes ao aproveitamento eólico offshore: ventos com velocidades iguais ou superiores a 8 m/s, profundidades inferiores a 50 m e distâncias da costa de até 50 km.

Verifica-se que a Região Sul do país também apresenta elevado potencial de viabilidade, com ventos de velocidades superiores a 9 m/s, entretanto se distribui por regiões mais afastadas da costa e de maiores profundidades. Destaca-se ainda que na Região Sudeste do país seu potencial é disperso e encontra-se em área em que a exploração offshore do petróleo já está consolidada.

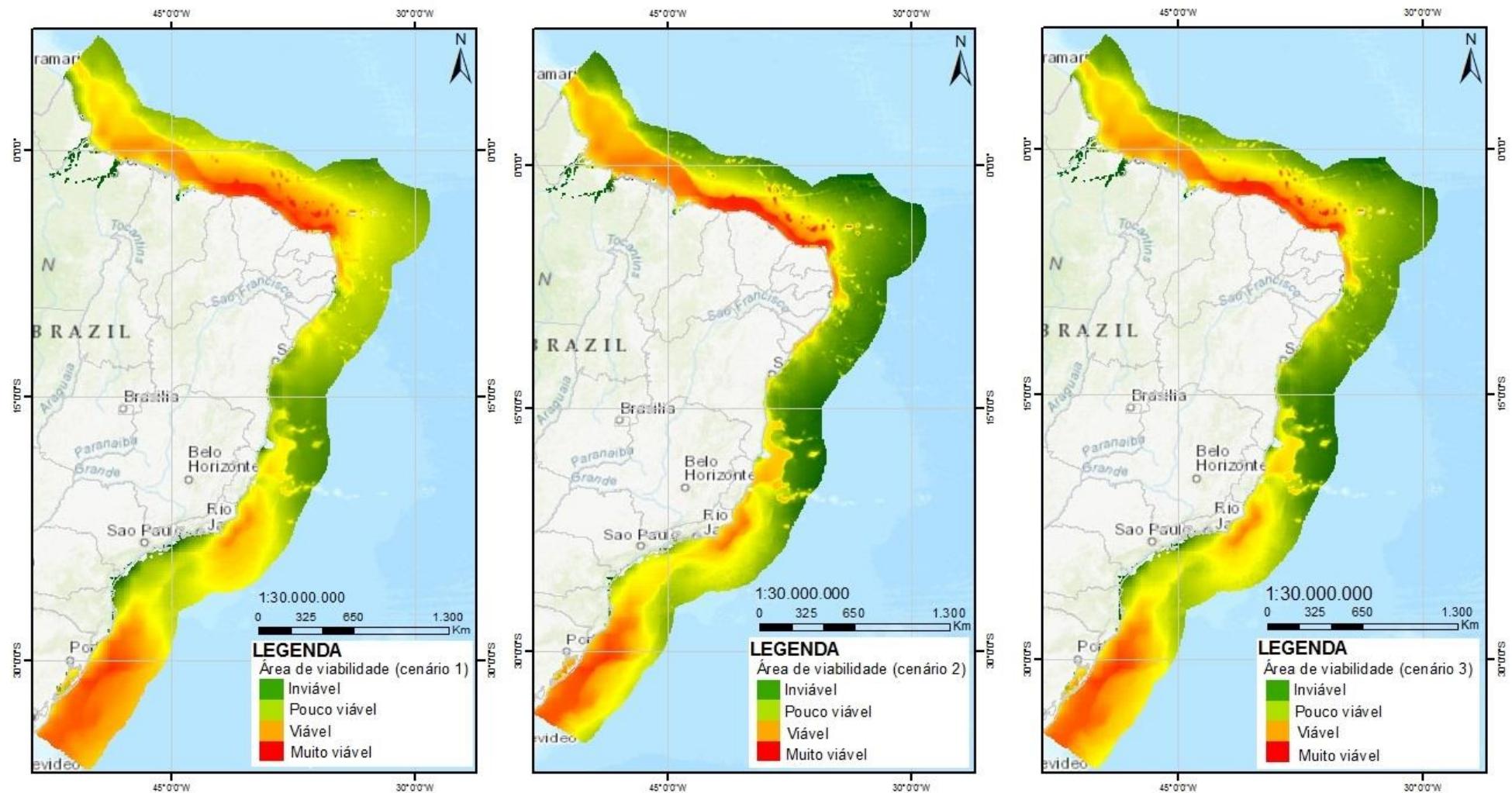


Figura 5.1. Mapeamento das áreas por categoria de viabilidade. Fonte: Elaboração Própria.

Na tabela 5.4, estão dispostas as áreas de viabilidade, por categoria e por cenário, além do percentual que elas representam da ZEE, sendo possível afirmar que a média dos valores encontrados nos diferentes Cenários analisados apontam áreas com elevado potencial para aproveitamento eólico, ocupando um percentual de quase 40% da ZEE.

Tabela 5.4. Área (em km²) e percentual de cada categoria por cenário produzido

	Cenário 1	Percentual	Cenário 2	Percentual	Cenário 3	Percentual
Muito viável	427.806	16,0%	360.669	13,5%	379.700	14,2%
Viável	734.343	27,4%	579.634	21,7%	668.953	25,0%
Pouco viável	1.496.235	55,9%	1.485.893	55,5%	1.607.793	60,1%
Inviável	18.856	0,7%	251.043	9,4%	20.794	0,8%
TOTAL	2.677.240	100,00%	2.677.240	100,00%	2.677.240	100,00%

Para a obtenção de uma estimativa da potência disponível nas regiões classificadas como “Muito Viável” e “Viável”, foi adotado o modelo de turbina GE Haliade 150-6MW com diâmetro de 150 m, varrendo uma área de 17.860 m², com um cubo a 100 m de altura como aerogerador de referência.

A escolha de um modelo específico de turbinas obedeceu a uma pesquisa de mercado que considerou as tendências internacionais, além de critérios exigidos atualmente para empresas no segmento de aproveitamento eólico onshore, a exemplo dos percentuais de conteúdo nacional com vistas a promover o desenvolvimento local da cadeia de fornecedores, pactuação de cláusulas contratuais que garantam a transferência de tecnologia para equipamentos importados e manutenção dos equipamentos durante sua vida útil com a capacitação de mão de obra local (ABDI, 2014). O relatório europeu WIND EUROPE (2018), no ano de 2017, aponta que o tamanho médio das turbinas instaladas foi de 5,9 MW, instaladas a uma profundidade média de 27 m e distância média da costa de 41 km.

Os cálculos foram feitos considerando a velocidade média do vento em sítio alcançando valores acima de 8 m/s para aquelas áreas classificadas como “Muito Viável” e “Viável”, diferentemente das áreas classificadas como “pouco viável” e “inviável”, nas quais se consideram velocidades médias inferiores a 8 m/s.

Para toda a área de estudo, utiliza-se o fator de capacidade de 55%, parâmetro esse que reflete os valores medidos e as projeções feitas para o mercado eólico offshore. Nestes termos, a Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA) obteve resultados que

mostraram os valores globais do fator de capacidade variando de 30% como valor mínimo a 55% em valor máximo, no ano de 2019, enquanto considerando apenas os projetos comissionados na Europa, no mesmo ano, essa variação foi de 37% a 58% (IRENA, 2020). Esses percentuais estão alinhados às projeções feitas pela EPE (2019) para o Brasil, na qual encontram-se valores mínimo e máximo de 47% e 54%, respectivamente, para o ano de 2017. O emprego do valor superior do fator de capacidade 55% reflete os ganhos tecnológicos que a energia eólica vem apresentando, bem como a reconhecida qualidade dos ventos registrados em toda a costa brasileira.

A partir desses parâmetros, a potência disponível na área de viabilidade é calculada através do produto da quantidade de turbinas possíveis de serem instaladas pela potência média produzida por cada turbina. Como a passagem do vento pelo rotor da turbina reduz a sua velocidade, uma nova turbina que venha a ser instalada na jusante do vento deve manter uma distância que permita a recomposição deste recurso. Essa distância deve ser de cinco vezes o valor do diâmetro do rotor para instalações que forem feitas lateralmente e de 10 vezes o valor do diâmetro para turbinas que sejam instaladas na mesma direção do vento (SCHAFFARCZYK, 2014).

Fazendo uso desses determinantes, obtém-se que para a instalação de uma turbina do modelo selecionado, se faz necessário disponibilizar uma área livre de 1,125 km². Finalmente, dividindo os valores das áreas de viabilidade obtidos na tabela 5.4 por 1,125 km², obtém-se a quantidade de turbinas. A Produção Anual de Energia (AEP) na área é estimada segundo o produto da potência disponível, do fator de capacidade e a quantidade de horas no ano – 8760h. A tabela 5.5 apresenta, para cada cenário e por área de viabilidade: o total de turbinas possíveis de serem alocadas, as estimativas de potência disponíveis e produção anual de energia.

Tabela 5.5. Quantidade de turbinas e respectivas potências instaladas estimadas por área de viabilidade e Produção Anual de Energia (AEP).

	Cenário 1 (nº turb.)	Potência (GW)	AEP (TWh)	Cenário 2 (nº turb.)	Potência (GW)	AEP (TWh)	Cenário 3 (nº turb.)	Potência (GW)	AEP (TWh)
Muito Viável	380.272	1.255	6.047	320.595	1.058	5.097	337.511	1.114	5.367
Viável	652.749	2.154	10.378	515.230	1.700	8.191	594.625	1.962	9.453
TOTAL	1.033.021	3.409	16.425	835.825	2.758	13.288	932.136	3.076	14.820

Os resultados expressos na tabela 5.5 permitem afirmar que a costa brasileira possui um elevado potencial eólico técnico explorável para aproveitamento offshore

(obtido por meio da média dos potenciais dos 3 cenários), o qual considera impedimentos ambientais – sem que se aprofundem as avaliações das restrições econômicas – estimado em torno de 3 TW, o qual possibilita uma oferta anual de eletricidade na ordem de 14.800 TWh. Cabe destacar que este valor de 3 TW é superior ao 1,78 TW estimado por ORTIZ & KAMPEL (2011) para a ZEE. Essa diferença de valores pode ser justificada pelo fato de que esses autores consideraram apenas registros de velocidade de ventos a uma altura inferior a 80 m e fizeram uso de um modelo de turbina de potência inferior – 5 GW. Por outro lado, a EPE (2020) estimou, para a mesma área objeto de estudo, um potencial de 6.767 GW para velocidades de vento maiores ou iguais a 7 m/s, bem como foram consideradas diferentes taxas de ocupação: 2,6 MW/km², conforme disponível no atlas eólico do Estado da Bahia, e de 3,75 MW/km², tal como apresentada no atlas eólico do Estado do Rio Grande do Sul. Os parâmetros adotados nesta pesquisa para o fator de capacidade, a velocidade média do vento igual ou superior a 8 m/s e a área ocupada pelo modelo de turbina adotado resultam em uma taxa de ocupação de 2,9 MW/Km².

Mesmo com a restrição ambiental considerada na análise que exclui mais de 800.000 km² de área com potencial e descartando as regiões de pouca ou nenhuma viabilidade, cerca de 40% da costa brasileira apresenta potencial atrativo para a exploração offshore. Importa registrar que o total de área excluída (cerca de 23% de toda a ZEE) está de acordo com DHANJU *et al.* (2008), os quais apontam que o emprego de uma restrição ambiental implica na redução de uma área de 10% a 46% da área disponível para usos concorrentes do mesmo espaço, sejam com áreas protegidas ou com áreas onde são realizadas outras atividades econômicas.

Mesmo com as variações percebidas nos três cenários avaliados, o potencial estimado se distribui com maior destaque em pelo menos três regiões, a saber:

a) em uma extensa faixa litorânea do país, começando no norte da região Norte seguindo por todo litoral norte da região Nordeste, sendo esse trecho o mais expressivo em termos de potencial;

b) em uma faixa do litoral que se estende do extremo sul da Bahia, na região Nordeste, até alcançar a região Sudeste. Nessa faixa, ganha destaque o litoral do Rio de Janeiro;

c) em todo o litoral da região Sul do país, com ênfase no centro-sul do litoral.

As áreas acima destacadas foram calculadas de modo separado, de forma que pudessem ser visualizados com maior precisão – agora por região do país – os potenciais

disponíveis nas suas áreas de maior viabilidade. Esses destaques são representados na figura 5.2, estando seus cálculos apresentados nas tabelas 5.6 e 5.7.

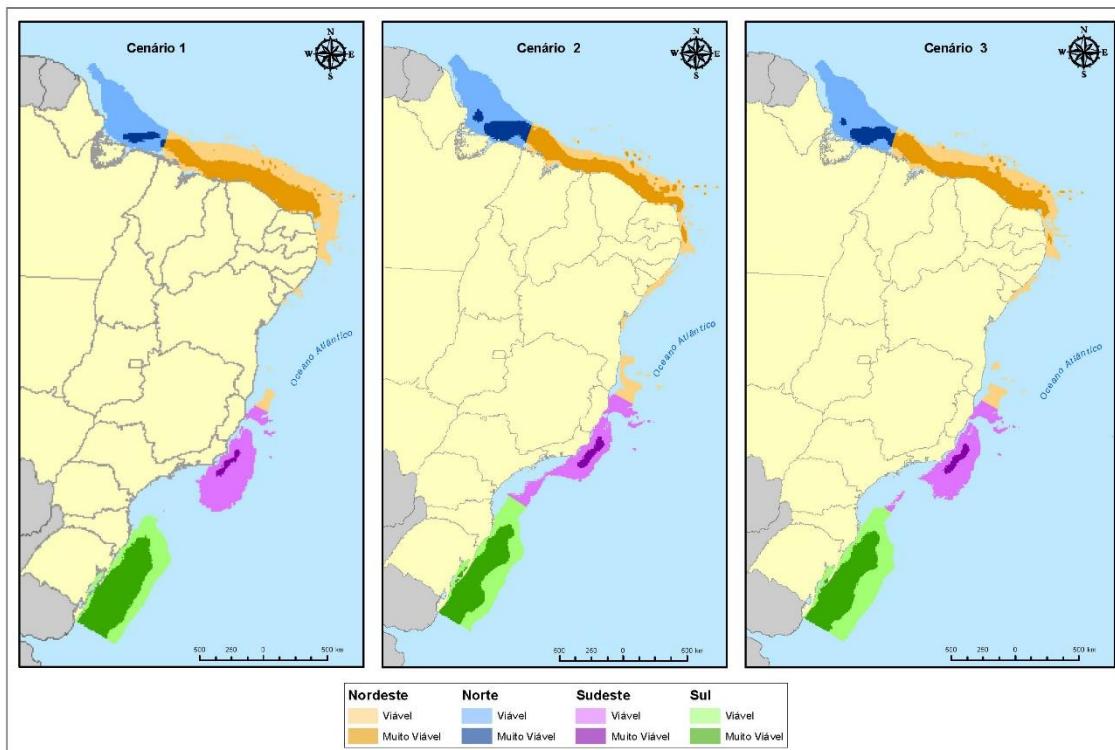


Figura 5.2. Representação gráfica das áreas “Muito Viável” e “Viável” por região do país. Fonte: Elaboração Própria.

A figura 5.2 permite deduzir que:

- o potencial presente nas regiões Norte e Nordeste se concentra em áreas com distâncias inferiores a 30 km da costa e em profundidades inferiores a 50 m, ao longo de toda a extensão do litoral;
- na região Sudeste esse registro ocorre até 150 km da costa com profundidades inferiores a 100 m;
- na região Sul o potencial estende-se por uma faixa que se espalha por mais de 200 km da costa com profundidades superiores a 100 m.

Tabela 5.6. Áreas (em km²) das classes “Muito Viável” e “Viável” por região do país

Nordeste						
	Cenário 1		Cenário 2		Cenário 3	
	km ²	%	km ²	%	km ²	%
Muito Viável	193.460	17%	149.642	16%	165.579	16%
Viável	255.530	22%	153.159	16%	189.831	18%
SOMA	448.990	39%	302.801	32%	355.410	34%
Norte						
Muito Viável	19.076	2%	49.244	5%	37.045	4%
Viável	163.192	14%	161.863	17%	162.719	15%
SOMA	182.268	16%	211.107	22%	199.764	19%
Sudeste						
Muito Viável	10.171	1%	14.696	2%	12.304	1%
Viável	180.652	15%	123.184	13%	141.293	13%
SOMA	190.823	16%	137.880	15%	153.597	14%
Sul						
	Cenário 1	Percentual	Cenário 2	Percentual	Cenário 3	Percentual
Muito Viável	208.073	18%	149.247	16%	167.273	16%
Viável	140.730	12%	144.988	15%	179.030	17%
SOMA	348.803	30%	294.235	31%	346.303	33%
TOTAL	1.170.884	100%	946.023	100%	1.055.074	100%

Desse modo, as tabelas 5.6 e 5.7 mostram que o potencial eólico offshore estimado no litoral setentrional da região Nordeste responde por 34% (1.055 GW) de todo o potencial da costa brasileira, a região Sul do país participa com 33% (1.023 GW), 19% (589 GW) encontra-se na região Norte e 14% (434 GW) está registrado na região Sudeste.

Tabela 5.7. Quantidade de turbinas, potencial instalável estimado e produção anual de Energia (AEP) por região

NORDESTE	Cenário 1 n° turb.	Potência (GW)	AEP (TWh)	Cenário 2 n° turb.	Potência (GW)	AEP (TWh)	Cenário 3 n° turb.	Potência (GW)	AEP (TWh)
Muito Viável	171.964	567	2.734	133.015	439	2.115	147.181	486	2.340
Viável	227.138	750	3.611	136.141	449	2.165	168.739	557	2.683
TOTAL	399.102	1.317	6.345	269.156	888	4.279	315.920	1.043	5.023
NORTE	Cenário 1 n° turb.	Potência (GW)	AEP (TWh)	Cenário 2 n° turb.	Potência (GW)	AEP (TWh)	Cenário 3 n° turb.	Potência (GW)	AEP (TWh)
Muito Viável	16.956	56	270	43.772	144	696	32.929	109	524
Viável	145.060	479	2.306	143.878	475	2.288	144.639	477	2.300
TOTAL	162.016	535	2.576	187.651	619	2.984	177.568	586	2.823
SUDESTE	Cenário 1 n° turb.	Potência (GW)	AEP (TWh)	Cenário 2 n° turb.	Potência (GW)	AEP (TWh)	Cenário 3 n° turb.	Potência (GW)	AEP (TWh)
Muito Viável	9.041	30	144	13.063	43	208	10.937	36	174
Viável	160.580	530	2.553	109.497	361	1.741	125.594	414	1.997
TOTAL	169.620	560	2.697	122.560	404	1.949	136.531	451	2.171
SUL	Cenário 1 n° turb.	Potência (GW)	AEP (TWh)	Cenário 2 n° turb.	Potência (GW)	AEP (TWh)	Cenário 3 n° turb.	Potência (GW)	AEP (TWh)
Muito Viável	184.954	610	2.941	132.664	438	2.109	148.687	491	2.364
Viável	125.093	413	1.989	128.878	425	2.049	159.138	525	2.530
TOTAL	310.047	1.023	4.930	261.542	863	4.158	307.825	1.016	4.894
BRASIL	1.040.785	3.435	16.548	840.909	2.774	13.370	937.844	3.096	14.911

Para diferenciar a localização desses potenciais, as figuras 5.3, 5.4 e 5.5 destacam a representação em maior escala de cada um dos cenários, com a cota batimétrica de 50 m, considerando, nesta representação, apenas as áreas classificadas como “Muito Viável” e “Viável”.

A análise dos três cenários, conforme representado nas figuras 5.3, 5.4 e 5.5, permite ponderar que o potencial eólico offshore na região Nordeste e, em menor área na região Norte, encontra-se fundamentalmente em águas rasas, enquanto o potencial das regiões Sudeste e Sul registram-se em águas profundas. Na Região Nordeste, toda a área que apresenta profundidade inferior a 50 m está inserida na categoria “Muito Viável”.

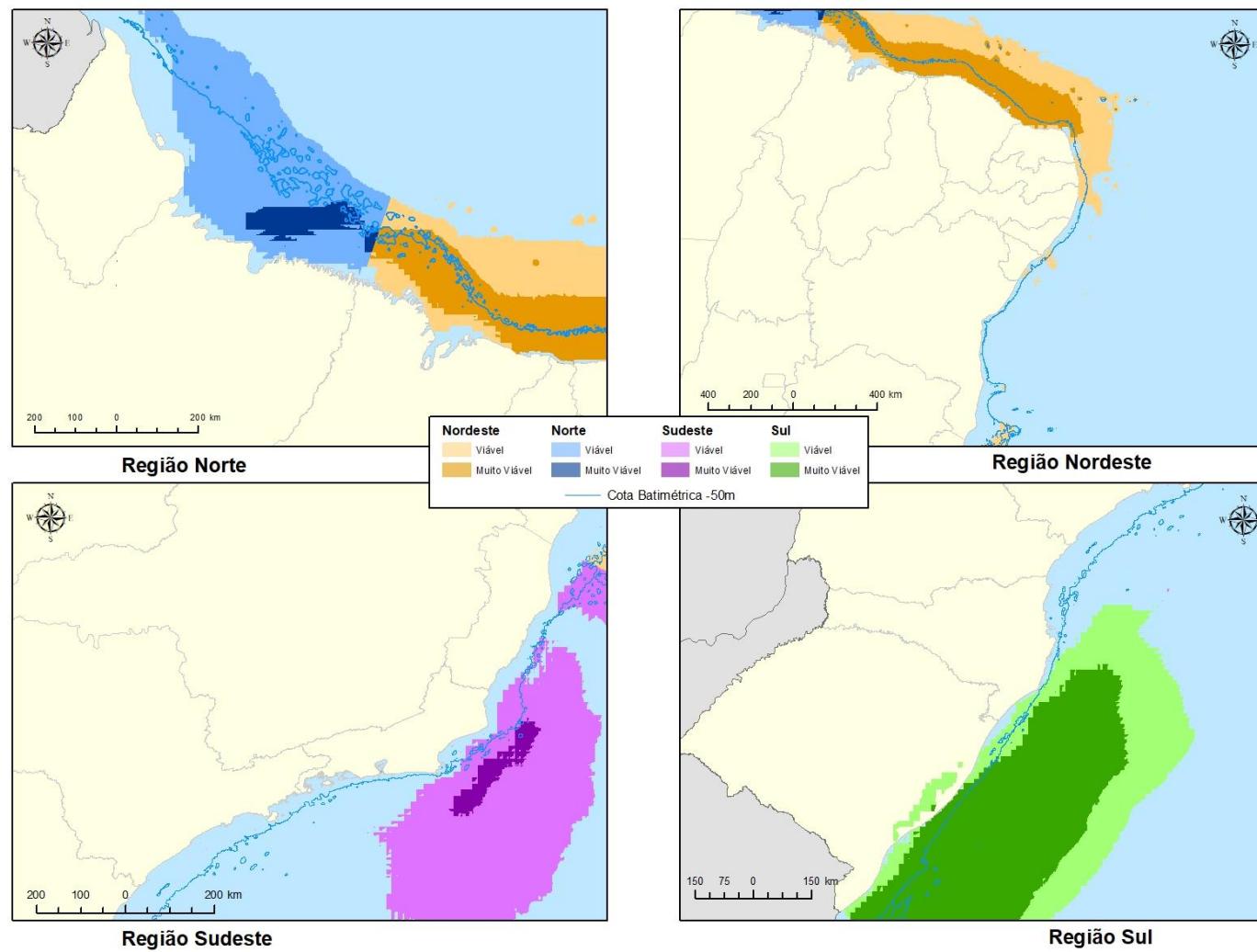


Figura 5.3. Destaque da cota batimétrica de 50 m para o Cenário 1. Fonte: Elaboração Própria.

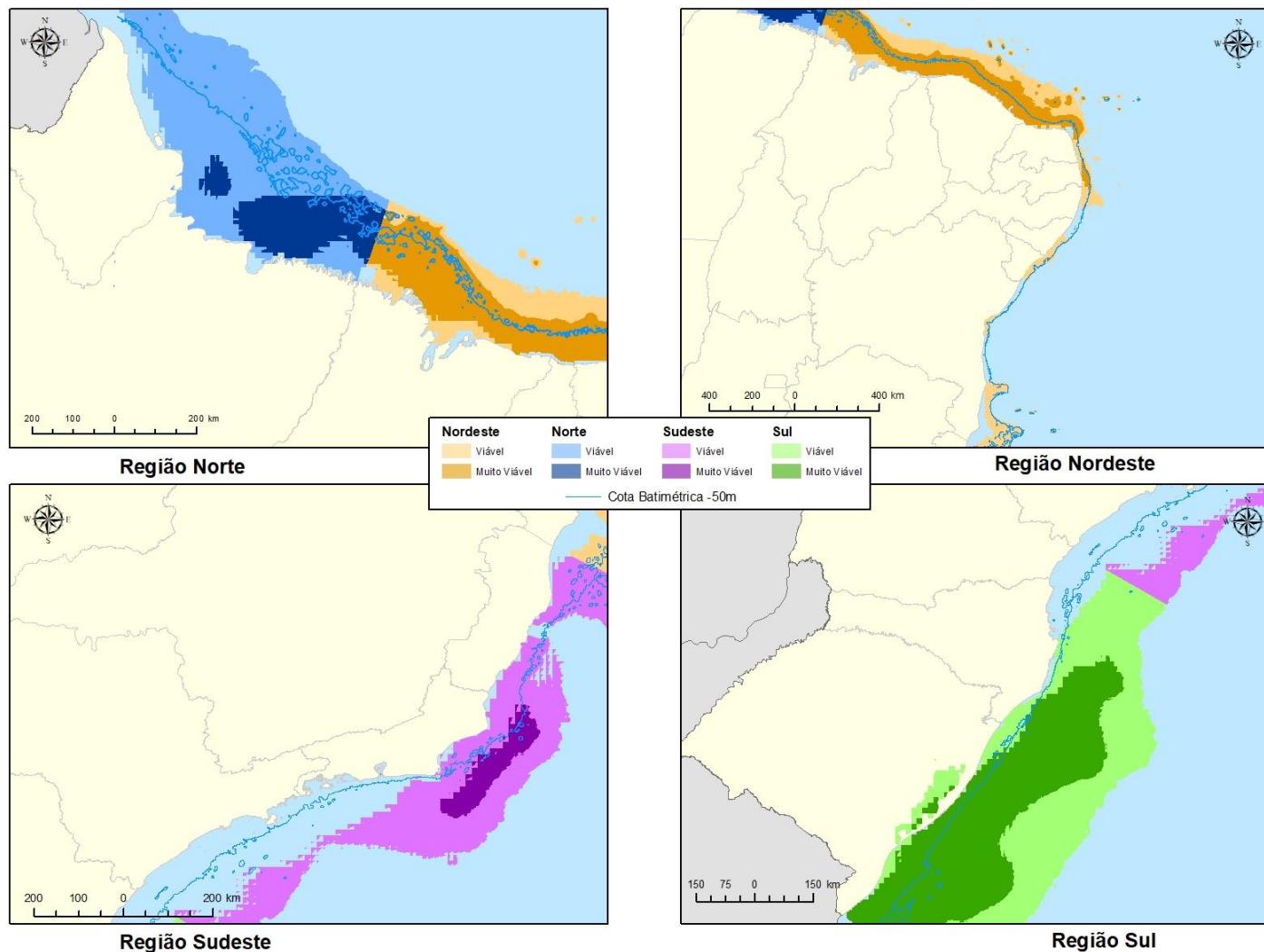


Figura 5.4. Destaque da cota batimétrica de 50 m para o Cenário 2. Fonte: Elaboração Própria.

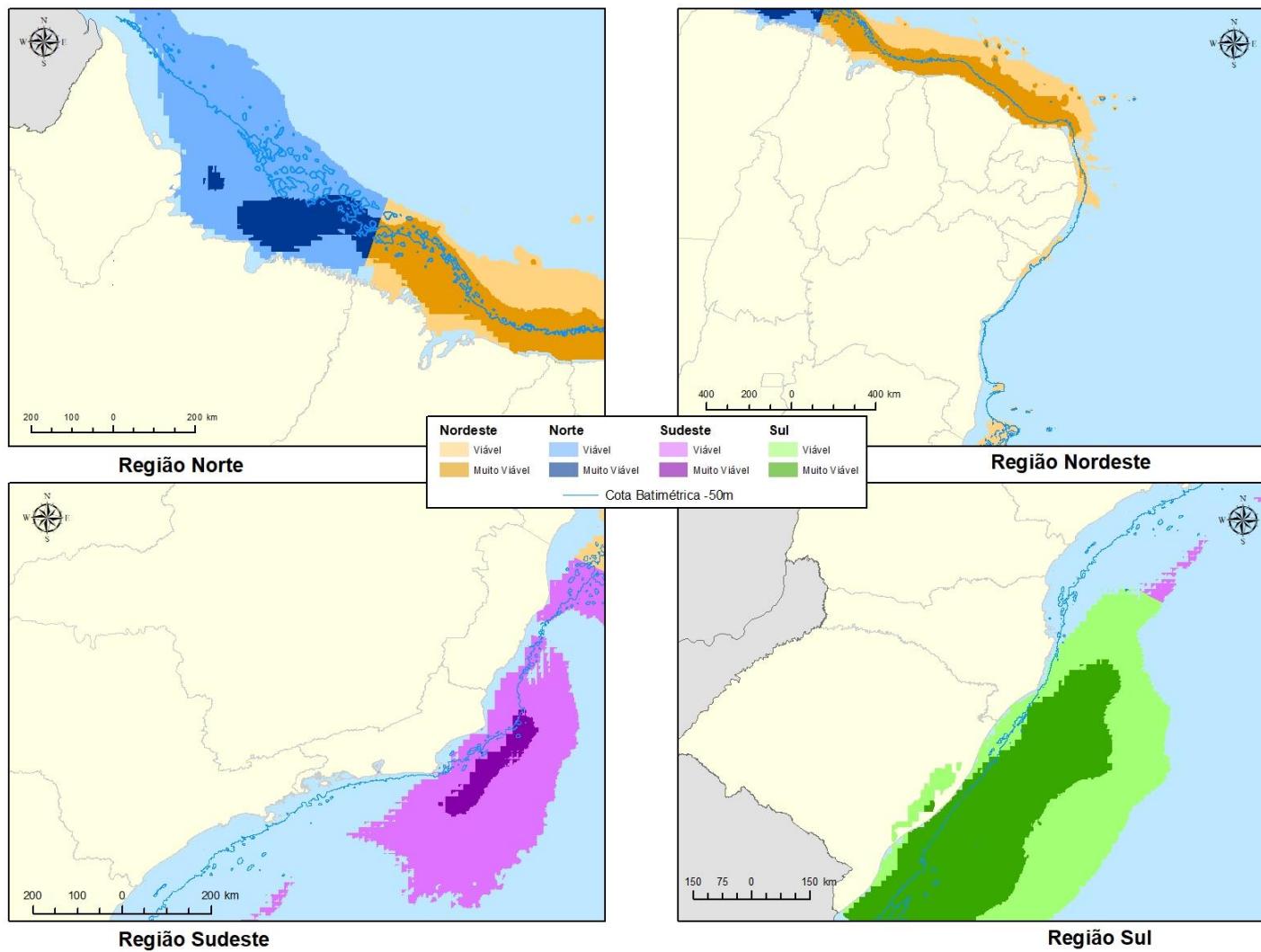


Figura 5.5. Destaque da cota batimétrica de 50 m para o Cenário 3. Fonte: Elaboração Própria.

Registra-se que o potencial eólico mapeado para o litoral da região Nordeste se estende a uma distância da linha de costa inferior a 50 km, sendo este um fator importante para a atração de parques eólicos offshore, por permitir a utilização de tecnologias de menor complexidade em termos de estrutura, bem como reduzir a demanda por cabeamento para a rede de transmissão e os custos com operação e manutenção.

Tomando como referencial a experiência internacional que, segundo o IRENA (2021), concentra a atividade eólica offshore em área de 38 metros de profundidade e 30 km de distância, é possível inferir que projetos para essa região se mostram competitivos a partir do emprego das tecnologias aplicadas na atualidade.

O litoral da região Sudeste tem seu potencial “Muito Viável” mais concentrado na parte norte do litoral do Rio de Janeiro e, conforme as figuras 5.3, 5.4 e 5.5, está circunscrito em uma área com profundidades que superam 50 m, sendo considerada como região de águas profundas pela indústria eólica, enquanto seu potencial “Viável” se encontra em profundidades inferiores a 50 m e mais próximas à costa,

O litoral da região Sul apresenta todo seu elevado potencial eólico marítimo “Muito Viável” e “Viável” em áreas distantes da costa e com registro de profundidades superiores a 50 m. Essas condições elevam o custo de projetos eólicos nessa faixa marinha, principalmente, considerando as fundações de estruturas flutuantes atualmente empregadas.

A tabela 5.8 sintetiza a ocorrência dos parâmetros “profundidade” e “distância da costa” frente aos potenciais eólicos da região de estudo, conforme apresentado nas figuras 5.3, 5.4 e 5.5.

Tabela 5.8. Ocorrências do potencial nas áreas de viabilidade da costa brasileira

Região	Ocorrência			
	Potencial “Muito Viável”		Potencial “Viável”	
	Profundidade	Distância da costa	Profundidade	Distância da costa
Nordeste	até 50 m	até 30 km	Ultrapassa os 50 m	Ultrapassa os 30 km
Norte	até 50 m	até 30 km	Ultrapassa os 50 m	Ultrapassa os 30 km
Sudeste	Ultrapassa os 50 m	Ultrapassa os 30 km	até 50 m	até 30 km
Sul	Ultrapassa os 50 m	Ultrapassa os 30 km	até 50 m	Ultrapassa os 30 km

5.3 Determinantes para o aproveitamento do potencial eólico offshore estimado

Segundo o IRENA (2019), a experiência internacional vivenciada pela indústria eólica offshore revela uma predominância de aproveitamentos que apresentam velocidades médias de vento acima de 8 m/s, estando localizados em águas com profundidades inferiores a 50 m em áreas distantes de até 30 km da costa (IRENA, 2019).

Como forma de identificar áreas promissoras ao aproveitamento eólico offshore na costa brasileira com contornos análogos àqueles hora praticados no mundo, avaliou-se, a partir dos Cenários 1, 2 e 3, os valores potenciais do aproveitamento eólico offshore agora estruturados nos Cenários A, B e C. Nestes novos cenários, foram justapostos os fatores acima listados no modelo utilizado nesta tese, de forma a possibilitar o mapeamento de sítios que melhor se ajustem às técnicas, tecnologias e infraestruturas aplicadas à indústria eólica na atualidade e, por consequência, reflitam os custos médios experimentados no mercado internacional. Para tanto, o modelo AHP utilizado manteve como restrição ambiental as áreas de exclusão, aplicadas quando da estruturação dos Cenários 1, 2 e 3 iniciais.

As figuras 5.6, 5.7 e 5.8 apresentam respectivamente, os Cenários A, B e C com os potenciais eólicos offshore obtidos segundo os mesmos coeficientes encontrados na análise multicritério que vem sendo aplicada. Esses coeficientes estão presentes na tabela 5.2, disponível no item “5.1 Cenários estruturados para a análise” deste capítulo.

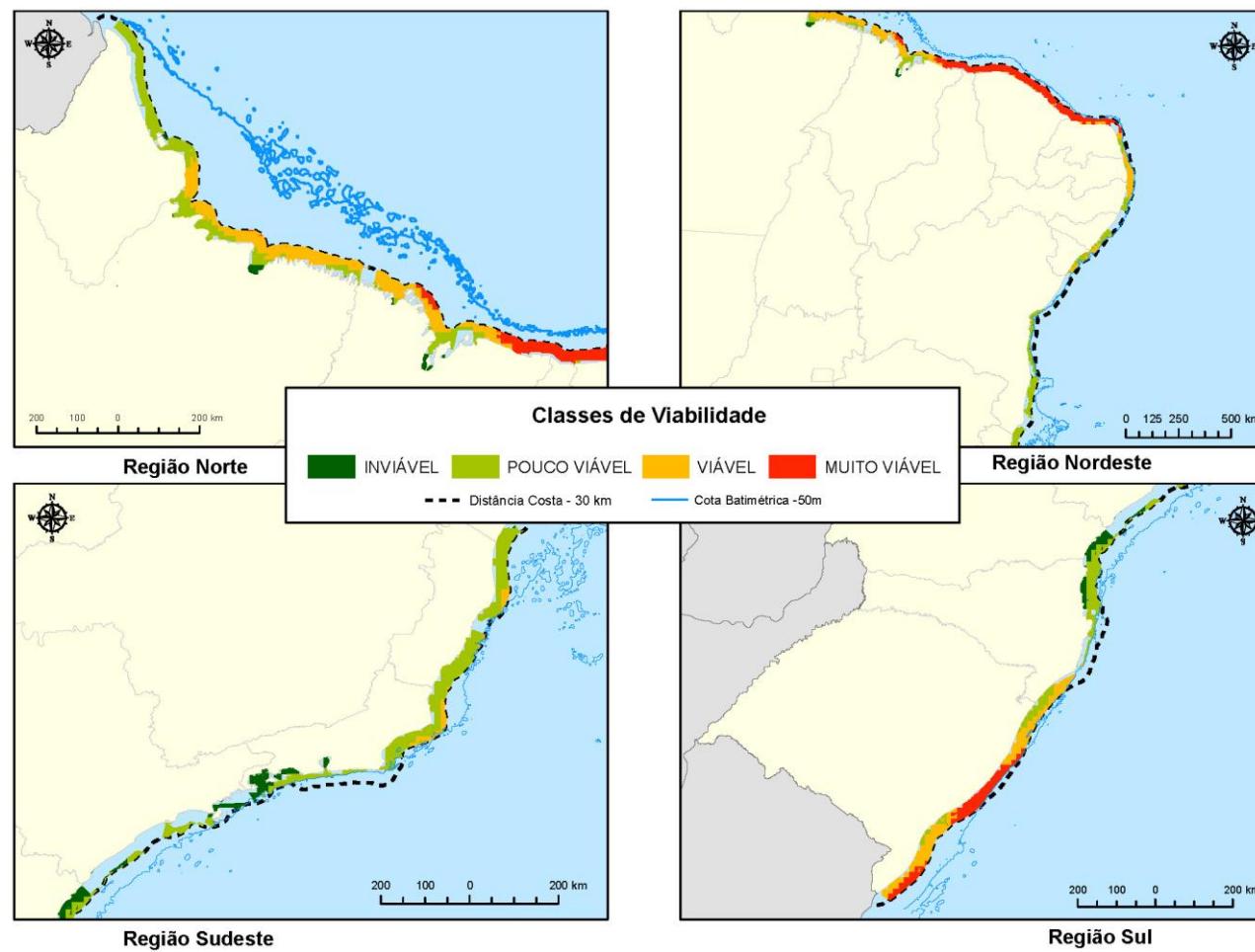


Figura 5.6. Cenário A do potencial eólico offshore em águas com profundidades inferiores a 50 m e com distâncias da costa inferiores a 30 km. Fonte: Elaboração própria.

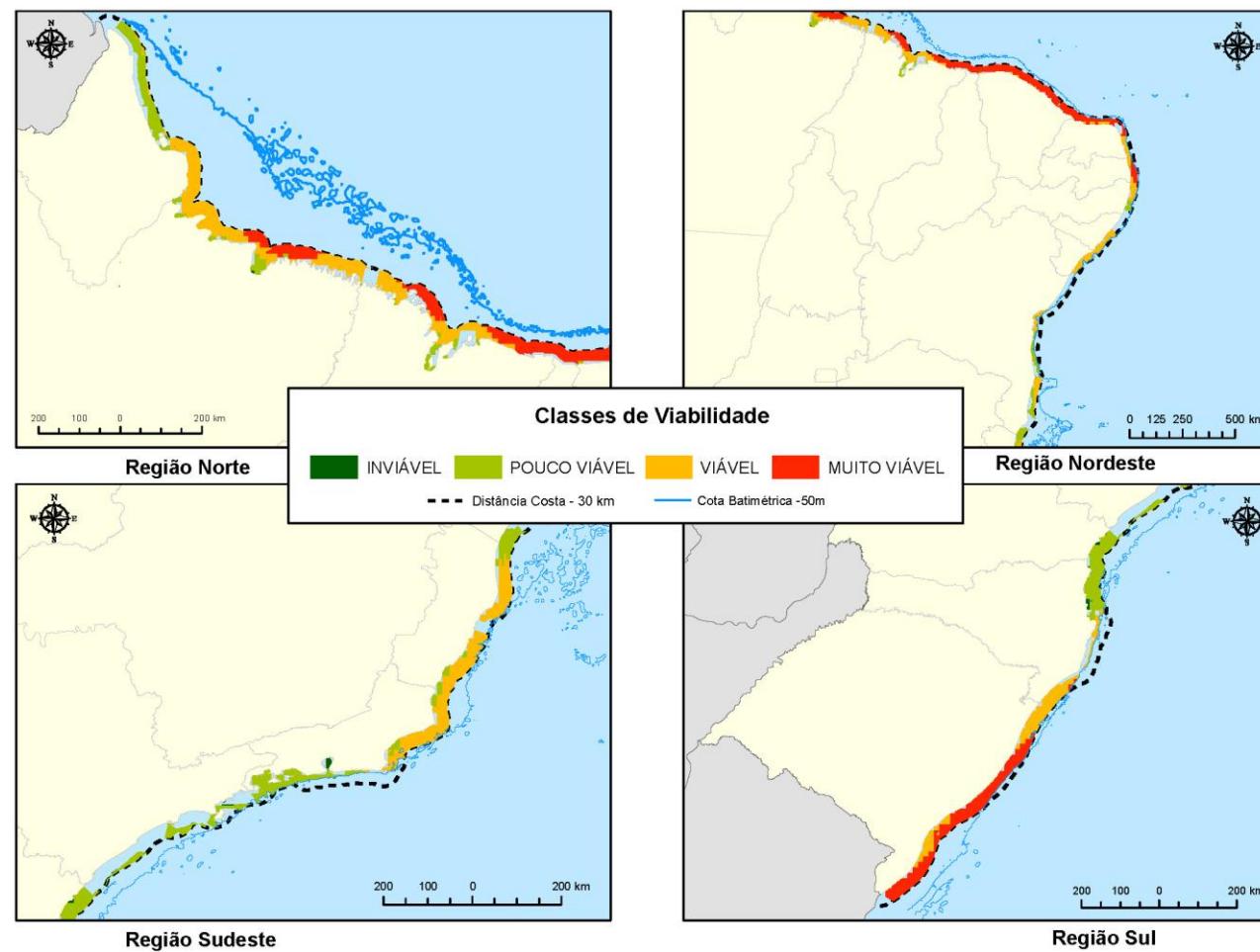


Figura 5.7. Cenário B do potencial eólico offshore em águas com profundidades inferiores a 50 m e com distâncias da costa inferiores a 30 km. Fonte: Elaboração própria.

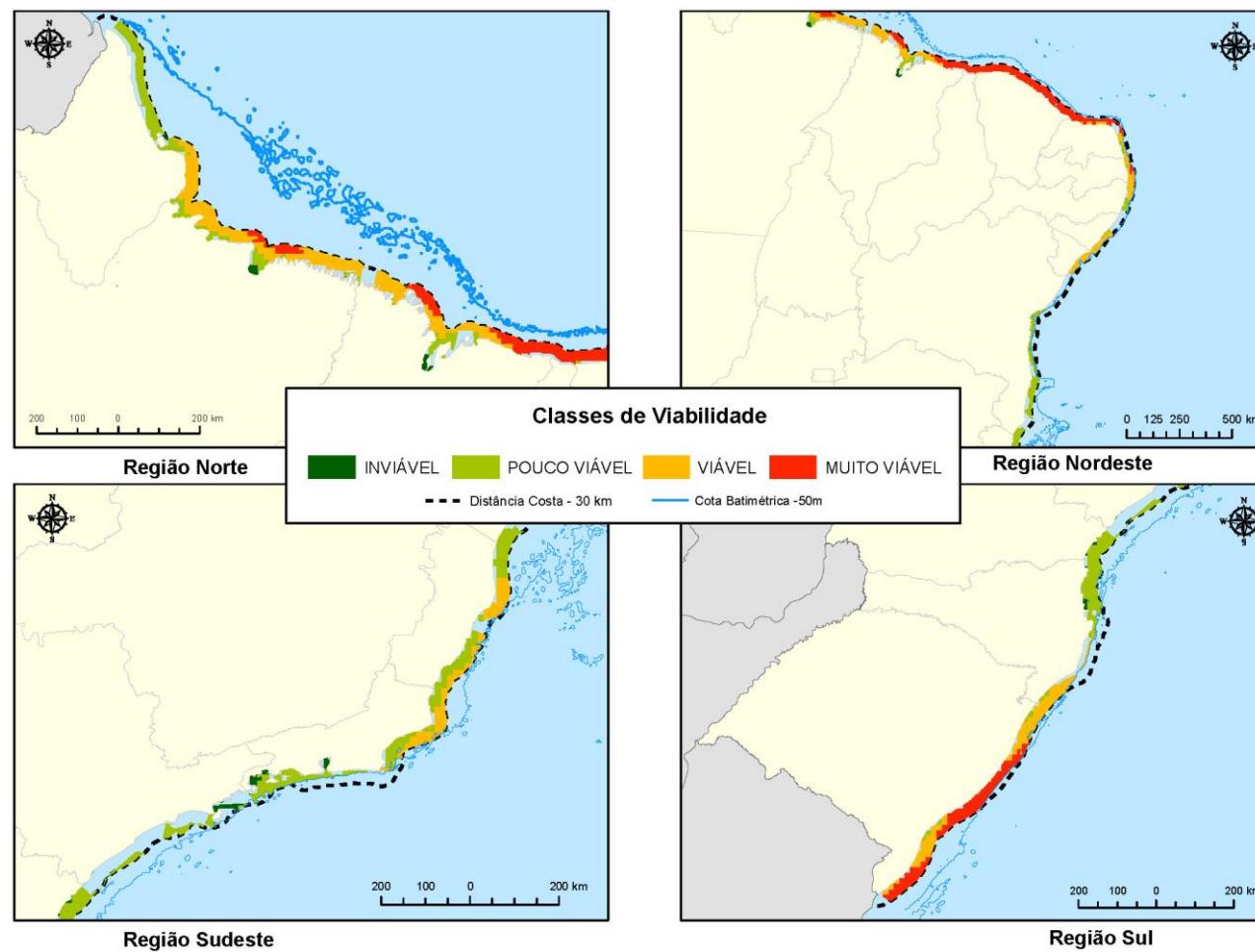


Figura 5.8. Cenário C do potencial eólico offshore em águas com profundidades inferiores a 50 m e com distâncias da costa inferiores a 30 km. Fonte: Elaboração própria.

A tabela 5.9 apresenta o quantitativo, em quilômetros quadrados, das novas áreas identificadas com a classificação “Muito Viável” e “Viável”, segundo cada cenário estruturado na análise. Nela é possível identificar que a Região Nordeste abriga a maior área de potencial eólico offshore da costa brasileira, participando com 54,1% de todo o potencial. A Região Sudeste contabiliza 7,4% do total, sendo a região do país que apresenta menor área com potencial eólico offshore. Além disso, nessa região nenhuma área com a classificação de “Muito Viável” foi identificada a menos de 30 km da costa e com registro de profundidade inferior a 50 m. Já a Região Norte responde por 18,9% do potencial presente na costa brasileira, distribuído em uma larga faixa com baixas profundidades. Alguns trechos na região alcançam distâncias que superam 100 km da costa. No entanto, suas profundidades se encontram abaixo de 50 m. A Região Sul soma 19,6% de todo o potencial estimado, sendo este fundamentalmente situado em águas com profundidades maiores que 50 m.

Tabela 5.9. Áreas (em km²) de maior viabilidade por cenário e por Região geográfica para o cruzamento velocidade ≥ 8 m/s, profundidade ≤ 50 m e distância da costa ≤ 30 km.

Nordeste						
	Cenário A	percentual	Cenário B	percentual	Cenário C	percentual
	km ²	%	km ²	%	km ²	%
Muito Viável	25.913	34%	31.537	28%	28.124	30%
Viável	17.995	24%	25.585	23%	21.730	23%
SOMA	43.908	58%	57.122	51%	49.854	53%
Norte						
	Cenário A	percentual	Cenário B	percentual	Cenário C	percentual
	km ²	%	km ²	%	km ²	%
Muito Viável	38	0%	4.510	4%	2.043	2%
Viável	13.560	18%	17.064	15%	16.297	17%
SOMA	13.598	18%	21.574	19%	18.340	19%
Sudeste						
	Cenário A	percentual	Cenário B	percentual	Cenário C	percentual
	km ²	%	km ²	%	km ²	%
Muito Viável	0	0%	0	0%	0	0%
Viável	1.758	2%	13.583	12%	7.478	8%
SOMA	1.758	2%	13.583	12%	7.478	8%
Sul						
	Cenário A	percentual	Cenário B	percentual	Cenário C	percentual
	km ²	%	km ²	%	km ²	%
Muito Viável	6.162	8%	11.618	10%	9.125	10%
Viável	9.908	13%	8.405	7%	9.318	10%
SOMA	16.070	21%	20.023	18%	18.443	20%
TOTAL	75.334	100%	112.302	100%	94.115	100%

Já a tabela 5.10 identifica o potencial estimado para os Cenários A, B e C, a quantidade de turbinas que podem ser implementadas, considerando necessária a área de 1,125 km² e a produção anual de energia. Esses cálculos consideram o mesmo modelo de turbina utilizada nos Cenários 1, 2 e 3, ou seja, a turbina Haliade GE 150-6MW e fator de capacidade de 55%.

Tabela 5.10. Potencial estimado, quantidade de turbinas e produção anual de Energia (AEP) por cenário e por Região geográfica

NORDESTE	Cenário A n° turb.	Potência (MW)	AEP (GWh)	Cenário B n° turb.	Potência (MW)	AEP (GWh)	Cenário C n° turb.	Potência (MW)	AEP (GWh)
Muito Viável	23.034	76.012	366.226	28.033	92.509	445.708	24.999	82.498	397.475
Viável	15.996	52.787	254.328	22.742	75.049	361.586	19.316	63.743	307.114
TOTAL	39.030	128.799	620.554	50.775	167.558	807.294	44.315	146.241	704.589
NORTE	Cenário A n° turb.	Potência (MW)	AEP (GWh)	Cenário B n° turb.	Potência (MW)	AEP (GWh)	Cenário C n° turb.	Potência (MW)	AEP (GWh)
Muito Viável	34	112	540	4.009	13.230	63.742	1.816	5.993	28.874
Viável	12.053	39.775	191.636	15.168	50.054	241.160	14.486	47.804	230.320
TOTAL	12.087	39.887	192.176	19.177	63.284	304.902	16.302	53.797	259.194
SUDESTE	Cenário A n° turb.	Potência (MW)	AEP (GWh)	Cenário B n° turb.	Potência (MW)	AEP (GWh)	Cenário C n° turb.	Potência (MW)	AEP (GWh)
Viável	1.563	5.158	24.851	12.073	39.841	191.954	6.647	21.935	105.683
TOTAL	1.563	5.158	24.851	12.073	39.841	191.954	6.647	21.935	105.683
SUL	Cenário A n° turb.	Potência (MW)	AEP (GWh)	Cenário B n° turb.	Potência (MW)	AEP (GWh)	Cenário C n° turb.	Potência (MW)	AEP (GWh)
Muito Viável	5.477	18.074	87.080	10.327	34.079	164.193	8.111	26.766	128.959
Viável	8.807	29.063	140.026	7.471	24.654	118.783	8.283	27.334	131.695
TOTAL	14.284	47.137	227.106	17.798	58.733	282.976	16.394	54.100	260.654
BRASIL	66.964	220.981	1.064.687	99.823	329.416	1.587.126	83.658	276.073	1.330.120

As áreas agora identificadas como “Muito Viável” totalizam 94.198 MW, 139.818 MW e 115.257 MW nos Cenários A, B e C, respectivamente. Já as áreas classificadas como “Viável” somam 126.783 MW, 189.598 MW e 160.816 MW para os respectivos cenários. As áreas “Muito Viável” e “Viável” atingem potenciais de: 220.981 MW no Cenário A; 329.416 MW no Cenário B; e 276.073 MW no Cenário C. Tomando-se a média aritmética dos potenciais mapeados nos cenários A, B e C para as áreas classificadas em “Muito Viável” e “Viável”, obtém-se o potencial de 116 GW e 159 GW, respectivamente, perfazendo um total de 275 GW de potencial eólico offshore para a costa brasileira. Este novo potencial está assim distribuído: 149 GW (54,1%) na Região Nordeste, 52 GW (18,9%) na Região Norte, 20 GW (7,4%) na Região Sudeste e 54 GW

(19,6%) na Região Sul. Uma vez que o potencial agora estimado considera o aproveitamento de áreas em águas rasas e próximas à costa, por meio de parâmetros amplamente adotados pela indústria eólica offshore no mundo, é possível inferir que este mostra-se atrativo à exploração. Para tanto, faz-se necessário investigar a formação de seus custos.

5.4 Viabilidade dos potenciais estimados para os cenários investigados

Uma vez que não se registram experiências de parques eólicos offshore em construção e/ou operação na costa brasileira, os dados que revelam a formação dos custos de construção, operação e manutenção diretamente vinculados a estes empreendimentos mostram-se escassos. Isto posto, se recorre às informações disponíveis na literatura internacional.

Estudos orientados à formação dos custos para a construção, operação e manutenção dos parques eólicos offshore reconhecem a dificuldade da obtenção de resultados precisos devido às incertezas relativas aos dados disponíveis nas diversas fases de implementação do projeto (KALDELLIS, APOSTOLOU, 2017).

Buscando melhor identificar os custos presentes nos projetos de aproveitamento eólico offshore, de forma a superar barreiras impostas pela qualidade e/ou escassez de informações, algumas abordagens (KAISER, SNYDER, 2012b, SNYDER, KAISER, 2009), partem do estudo integral do empreendimento, ou seja, se dedicam a compreender seus custos em todas as fases do seu projeto, de forma que a análise se dê por meio das partes que o compõem: planejamento, construção, operação e manutenção e descomissionamento. Outras abordagens (CASTRO-SANTOS, FILGUEIRA-VIZOSO, *et al.*, 2016, KAISER, SNYDER, 2012a, 2013a) adicionam elementos construtivos para detalhamento dos custos de construção, tais como projetos preliminares, fundações, torres, turbinas, linhas de transmissão. Outras análises (KAISER, SNYDER, 2013b, KALDELLIS, APOSTOLOU, 2017) avaliam especificamente o custo do financiamento dos parques, utilizando dados de taxas de juros para os valores investidos ao longo do ciclo de vida do projeto, incorporando às análises a pegada de carbono em todas as fases, de forma a verificar sua viabilidade sob o aspecto econômico e ambiental.

A análise da atratividade econômica dos parques eólicos offshore pode ser realizada por meio do Custo Nivelado de Energia (LCOE), em conformidade com IEA (2020) e IRENA (2021b), sendo ele descrito como a razão entre todos os custos do

empreendimento – incluindo o capital investido (CAPEX), assim como os custos operacionais (OPEX) e de descomissionamento (DECEX) dos parques – pelo total da energia gerada ao longo de toda a vida útil do parque, conforme a equação

$$LCOE = \sum_{n=1}^N \frac{\frac{CAPEX_n + OPEX_n + DECEX_n}{(1-r)^n}}{AEP_n} \quad (13)$$

onde:

$LCOE$ = Custo Nivelado de Energia

AEP_n = Energia Total produzida pelo parque no ano n

$CAPEX_n$ = Custo de Construção e Instalação investido no ano n

$OPEX_n$ = Custo de Operação e Manutenção no ano n

$DECEX_n$ = Custo de Descomissionamento no ano n

N = Tempo de Vida do parque

r = Taxa de Desconto

Na equação 13, o custo total da energia é decomposto em três parcelas: o CAPEX (Capital Expenditure) representa o custo com a construção e instalação do parque eólico, o OPEX (Operational Expenditure) expressa o custo com a operação e manutenção do parque, e o DECEX (decommissioning Expenditure) definindo os custos relativos ao descomissionamento. Objetiva, dessa forma, possibilitar a comparação do custo relativo da energia ofertada por distintas fontes de geração de energia, de forma a expressar qual alternativa de geração, dentre uma cesta de tecnologias, se mostra mais competitiva em um determinado empreendimento de geração: hídrica, térmica, solar ou eólica, entre outras.

Conforme projeções do comportamento do LCOE para a tecnologia eólica offshore formuladas pela IRENA (2017), para o período de 2020 a 2030 – summarizado na figura 5.9 – se pode verificar que, no período em análise, o LCOE da tecnologia eólica offshore apresenta uma contínua redução dos seus valores, em ambos os cenários, em todo o período. Isto pode ser creditado ao aumento dos investimentos em projetos, promovendo inovações tecnológicas, pesquisas, aumento da eficiência na construção e comissionamento dos parques, além do aumento dos tamanhos dos projetos, produzindo ganhos de escala.

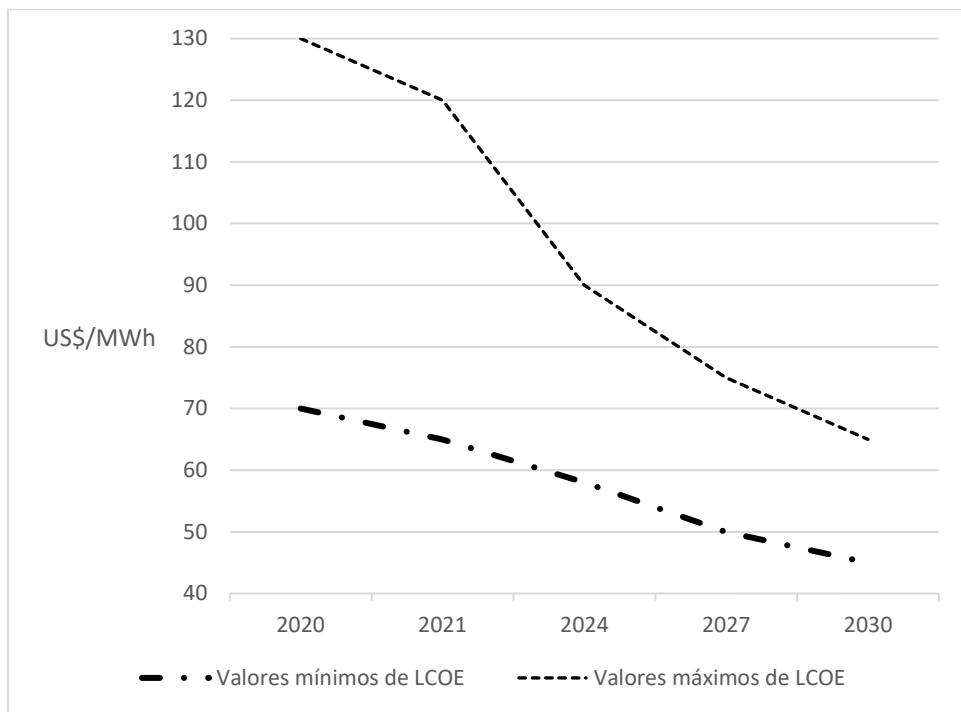


Figura 5.9. LCOE mínimos e máximos para a tecnologia eólica offshore no período de 2020 a 2030 segundo projeções da IRENA (2017).

Com o propósito de avaliar o quanto factível é o aproveitamento dos 275 GW de Potencial Eólico offshore apresentado pelo modelo de Análise Multicritério aqui desenvolvido nos Cenários A, B e C, considera-se para o Brasil a adoção dos custos médios praticados no mundo, uma vez que os parâmetros utilizados para a estimativa do potencial revelado são aqueles, em média, observados na experiência internacional. Com base nessa premissa, faz-se uso de uma análise comparativa entre os custos nivelados declarados para outras tecnologias renováveis de energias presentes na matriz elétrica brasileira e aqueles referentes à fonte eólica offshore nos países em que tal tecnologia já se encontra em uso.

A figura 5.10, produzida a partir dos dados de disponíveis pelo IRENA (2021a), apresenta os valores dos Custos Nivelados creditados às tecnologias renováveis no Brasil, bem como aqueles praticados pela indústria eólica offshore no mundo, em regiões econômicas e países selecionados. Nela, no ano de 2020, o LCOE médio registrado no mundo para a tecnologia eólica offshore assume o valor de 84 US\$/MWh, sendo 200 US\$/MWh seu valor máximo e valor mínimo de 66 US\$/MWh. Essa variação de cerca de três vezes entre os valores mínimos e máximos reafirma o fato de que a formação dos custos para essa tecnologia se revela sobremaneira sensível aos parâmetros físicos como

profundidade e distância da costa, bem como, ao fator de capacidade e às condições da infraestrutura de cada país.

Caso seja considerado o LCOE médio mundial da tecnologia eólica offshore definido pela IRENA (2021a) para seus futuros aproveitamentos no Brasil – 84 US\$/MWh –, a sua comparação com as tecnologias já utilizadas no país revelaria que a tecnologia eólica offshore apresentar-se-ia como uma alternativa competitiva aos aproveitamentos da tecnologia solar fotovoltaica em usinas centralizadas, uma vez que a fonte eólica offshore teria LCOE 5,6% menor que o valor atribuído à fonte solar – 89 US\$/MWh.

Nessa mesma lógica, ao atribuir no Brasil o valor do LCOE médio da tecnologia eólica offshore praticado na Europa – 83 US\$/MWh – em uma comparação com o LCOE de outras tecnologias de geração de eletricidade no país, a fonte eólica offshore mostraria-se 6,7% menor que a tecnologia solar fotovoltaica em usinas centralizadas, mostrando assim o espaço de competitividade dessa fonte (IRENA, 2021a).

Os custos nivelados estimados pelo IEA (2020), segundo taxas de desconto de 3%, 7% e 10%, creditados às tecnologias renováveis de conversão de energia no Brasil, bem como àqueles estimados pela indústria eólica offshore em países selecionados são apresentados na figura 5.11. Nela, se observa que o LCOE eólico offshore tem seu menor valor registrado na Dinamarca – 35 US\$/MWh –, para uma taxa de desconto de 3%, valor este 7,9 % menor que o LCOE da tecnologia da biomassa no Brasil – 38 US\$/MWh – e apenas 2,9 % acima do LCOE verificado no país para fonte solar fotovoltaica em usinas centralizadas – 34 US\$/MWh. Esses números, por sua vez, revelam que, nas condições de formação de custos creditadas à Dinamarca, a fonte eólica offshore se mostraria competitiva frente às tecnologias comparadas.

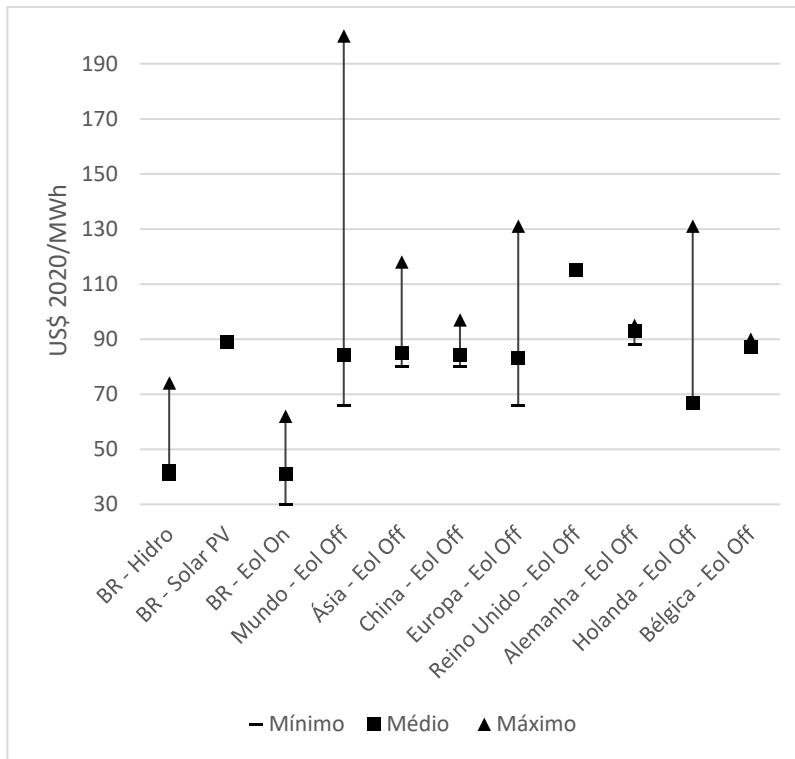


Figura 5.10. Custos Nivelados para tecnologias renováveis de energias no Brasil em comparação com a fonte eólica offshore praticada no mundo (IRENA, 2021a).

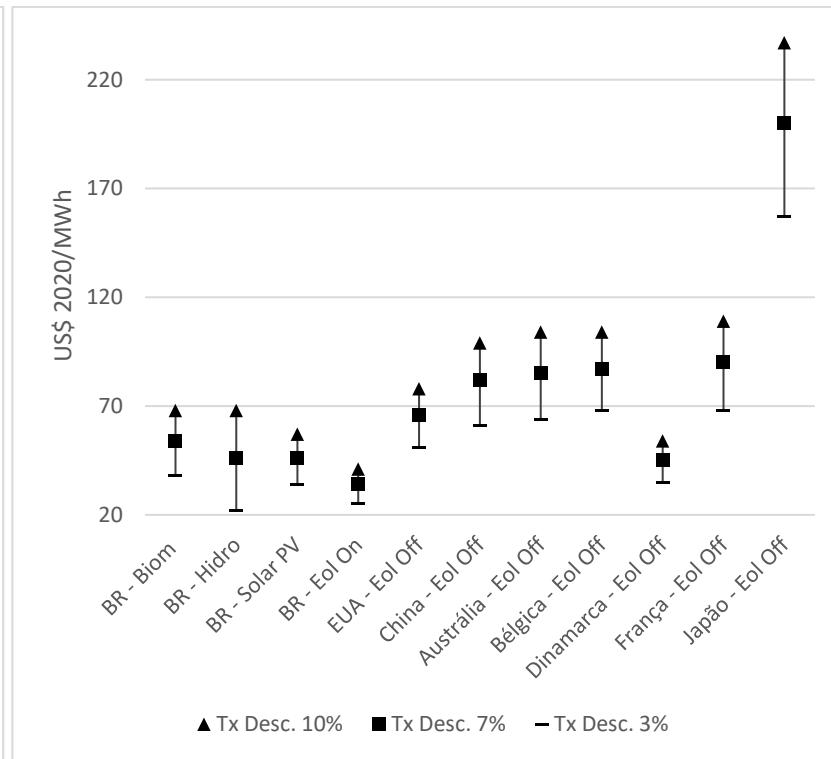


Figura 5.11. Custos Nivelados para tecnologias renováveis de energia no Brasil em comparação com a fonte eólica offshore praticada no mundo (IEA, 2020).

Para uma taxa de desconto de 7 %, o LCOE praticado na Dinamarca para a tecnologia eólica offshore, atinge o valor de 45 US\$/MWh e, caso esse valor fosse praticado no Brasil, essa tecnologia seria competitiva com a hidroeletricidade e com a tecnologia solar fotovoltaica em usinas centralizadas, uma vez que apresentaria um LCOE 2,2% menor que os valores hora definidos para estas tecnologias – 46 US\$/MWh. Nessa mesma análise, a tecnologia eólica offshore também se apresentaria como uma alternativa à biomassa, por apresentar um LCOE 16,7 % menor que aquele verificado por essa tecnologia no Brasil – 54 US\$/MWh (IEA, 2020).

Mesmo a uma taxa de desconto de 10%, o LCOE registrado da tecnologia eólica offshore na Dinamarca – 54 US\$/MWh –, se assumido no Brasil, essa tecnologia se mostraria competitiva frente à biomassa e à hidroeletricidade, uma vez que, em ambos os casos, apresentaria um LCOE 20,6% menor do que é hoje historiado no país – 68 US\$/MWh. Com base nesse mesmo pressuposto, a tecnologia eólica offshore no Brasil também se mostraria competitiva frente ao aproveitamento solar fotovoltaico em usinas centralizadas onde seu LCOE alcançaria valores 5,3% menores que os 57 US\$/MWh.

Por outro lado, de forma indistinta para taxa de desconto de 3%, 7% e 10%, os custos nivelados da tecnologia eólica offshore apresentados pelo IEA (2020), mostram-se acima dos LCOE das tecnologias que compõem a cesta de oferta de energia elétrica no Brasil.

Em comparação direta com o LCOE da tecnologia eólica onshore definido para o Brasil, até mesmo a Dinamarca, país que apresenta menor valor de LCOE da tecnologia eólica offshore, supera em 40%, 32,4% e 31,7% os valores do LCOE brasileiro, com as taxas de desconto a 3%, 7% ou 10%, respectivamente. Comparando aos Estados Unidos, país de valores intermediários de LCOE para a tecnologia eólica offshore, observam-se valores percentuais de 104%, 94,1% e 90,2% maiores que os valores de LCOE onshore no Brasil – 25 US\$/MWh, 34 US\$/MWh e 41 US\$/MWh para as mesmas taxas de desconto já mencionadas. No caso do Japão, país que apresenta maior LCOE para a tecnologia eólica offshore – 157 US\$/MWh, 200 US\$/MWh e 237 US\$/MWh – verificam-se valores cinco vezes maiores que aqueles creditados à tecnologia onshore no Brasil (IEA, 2020).

Isto posto, se verifica que a fonte eólica offshore, na sua atual formação de custo, encontra-se ainda acima dos valores registrados pela tecnologia onshore, apontando a necessidade de avanços de ordem técnica e tecnológica que reduzam seu custo de forma a torná-la mais atrativa ao mercado.

Mesmo diante da maior atratividade da fonte eólica onshore no Brasil, verifica-se um movimento favorável à adoção da tecnologia eólica offshore em território nacional, conforme fica evidenciado nos 20 pedidos de licenciamento de parques eólicos em ambiente marinho

junto ao IBAMA e que somados ultrapassam a marca do 40 GW (IBAMA, 2021). No Plano Nacional de Energia – PNE 2050 – o potencial eólico offshore foi estimado preliminarmente, sem considerar nenhuma restrição nas áreas exploráveis, assumindo que o valor encontrado possa ser menor, apontando, dessa forma, a necessidade de realização de novos estudos que venham aprimorar a estimativa (MME, 2020).

No PNE 2050 são apontados desafios necessários à viabilização de parques eólicos offshore no Brasil tais como: i) o grande percentual de geração variável da fonte eólica e a menor capacidade de controle; ii) a necessidade de uma logística de transporte de equipamentos eólicos e; iii) a ausência de capacidade portuária adequada para suportar o desempenho das atividades de construção, estocagem e manobras com os equipamentos de grande porte. Todos esses desafios estão relacionados entre si e são determinantes para a definição da competitividade da fonte eólica offshore frente às fontes convencionais (MME, 2020). Por outro lado, a tendência de queda nos custos da implementação dos parques eólicos offshore adiciona atratividade à essa indústria no Brasil.

Importa destacar a necessidade de uma adequação dos procedimentos para o licenciamento ambiental de forma a eliminar e/ou minimizar os impactos ao ambiente marinho e às demais atividades que compartilham a zona costeira. Dessa forma, é imperativo a utilização de um instrumento de gestão ambiental que promova a redução de conflitos relacionados ao uso do espaço marítimo com outras atividades, especialmente devido às incertezas dos potenciais conflitos socioeconômicos que poderão surgir.

O elevado potencial eólico offshore estimado nesta tese, tanto aquele que considera como espaço de exploração toda a ZEE – 3 TW –, quanto aquele que em seu dimensionamento considera um conjunto de parâmetros já consolidados pela indústria eólica offshore no mundo – 275 GW – reafirmam a atratividade dessa tecnologia como alternativa viável na trajetória da denominada transição energética em curso no planeta, na qual se busca ofertar energia em bases ambientalmente sustentáveis, justas socialmente e viáveis sob o ponto de vista econômico.

CONCLUSÕES

O século em curso, regulado por uma forte dependência energética de origem fóssil, apresenta empreendimentos de elevados impactos ao ambiente natural que, somados à denominada mudança global do clima, têm levado a sociedade industrial a redescobrir os fluxos energéticos fundamentados nos recursos naturais renováveis e a valorizar os processos de produção em escala conciliados com a capacidade de suporte dos ecossistemas.

A curva de desenvolvimento das tecnologias renováveis de energia está direcionada para o estabelecimento de sistemas de geração múltiplos e flexíveis que oportunizem, de forma integral e coordenada, o emprego de distintas fontes e tecnologias disponíveis nos estados nacionais e/ou regiões econômicas, tratando de minimizar os impactos sobre o meio ambiente, de forma a promover a produção de energia em bases sustentáveis. Esse contexto germinou um maior interesse em pesquisa e desenvolvimento no campo das denominadas novas tecnologias renováveis de geração de eletricidade, com maior acento nas tecnologias eólica e fotovoltaica.

No Brasil, o aproveitamento do potencial eólico *onshore* encontra-se em franco desenvolvimento, totalizando 19 GW de capacidade instalada, concentrando-se, fundamentalmente, nos territórios adjacentes ao litoral, com destaque para a costa nordestina. Por outro lado, seu potencial eólico *offshore* encontra-se ainda inexplorado, em uma etapa inicial de mapeamento.

Reconhecido mundialmente como privilegiado geograficamente por localizar-se em zona global de convergência de ventos, o Brasil apresenta uma vasta área marinha promissora para a atração da indústria eólica *offshore*.

Nesses termos, a investigação realizada confirma a presença de elevado recurso eólico em águas rasas próximas à costa em 40% de sua Zona Econômica Exclusiva, já excluídas as áreas de preservação ambiental. Os resultados obtidos mostram a existência de um potencial eólico *offshore* teórico próximo dos 3.000 GW, valor esse estimado por meio do emprego do Método de Análise Multicritério AHP, a partir da média dos valores encontrados em três cenários estruturados para estimar o potencial eólico *offshore* em toda a Zona Econômica Exclusiva.

Para tanto, combinou-se os valores do recurso eólico disponível sobre a superfície do mar com a profundidade do solo oceânico e a distância da costa dos sítios avaliados. Nessa estimativa, os resultados mostraram que as áreas com maior potencial para o aproveitamento eólico *offshore* são:

a) uma extensa faixa litorânea do país, compreendendo o litoral setentrional das Regiões Norte e Nordeste, sendo este último o mais expressivo em termos de potencial;

b) uma faixa do litoral que se estende do extremo sul da Bahia, na região Nordeste, até a região Sudeste. Nessa faixa, ganha destaque o litoral do Rio de Janeiro;

c) em todo o litoral da região Sul do país, com ênfase no centro-sul do litoral.

Uma segunda estimativa foi obtida restringindo-se os condicionantes do potencial eólico offshore do país aos parâmetros médios utilizados como referência nos países onde a indústria eólica *offshore* apresenta maior penetração, sendo estes: i) velocidades de vento superiores a 8 m/s; ii) profundidade média de até 30 m; e iii) distância da costa de até 50 km. Tal procedimento foi realizado de forma a possibilitar a análise comparativa, em termos de oportunidade competitiva, por meio da comparação dos custos nivelados – LCOE – definidos para as tecnologias de geração em uso no Brasil, com os valores registrados para a tecnologia eólica offshore nos países que a utilizam.

Com esses contornos, o potencial eólico offshore brasileiro alcança 275 GW, valor que corresponde a aproximadamente 1,5 vez o somatório de toda a capacidade instalada de geração elétrica já em operação no Sistema Interligado Nacional. Essa abordagem revela que a Região Nordeste do país abriga 54,1% de todo este potencial. A Região Sul soma 19,6% de todo o potencial estimado, sendo esse fundamentalmente situado em águas com profundidades maiores que 50 metros. Já a Região Norte responde por 18,9% do potencial distribuído em uma larga faixa com baixas profundidades e a Região Sudeste apresenta menor área com potencial eólico offshore, contabilizando 7,4% do total.

O elevado potencial eólico identificado na costa brasileira é um importante fator motivador da inserção da tecnologia eólica offshore no planejamento da expansão do setor elétrico nacional, associado à oportunidade de estruturação de sua cadeia produtiva. Destarte, é imperativo se ter a clareza que o desenvolvimento local dessa tecnologia está condicionado à formação de seus custos em valores competitivos comparativamente àqueles verificados pelas demais tecnologias de geração de eletricidade que compõem a costa brasileira, sendo os custos e os rebatimentos socioeconômicos e ambientais da tecnologia eólica “*onshore*” o seu modelo imediato de comparação.

Com a presente pesquisa foi possível asseverar o reconhecido diferencial vocacional da Região Nordeste para o aproveitamento eólico já consolidado na modalidade “*onshore*” e abundante para o *offshore*, reunindo as melhores condições para o desenvolvimento competitivo dos parques eólicos *offshore*, pelo fato de se manifestar preponderantemente em

águas rasas e próximas à costa. Essas características também são encontradas no litoral da Região Norte, mas em menor percentual. O potencial quantificado para o litoral da Região Sudeste circunscreve-se em área próxima aos sítios já consolidados de exploração de petróleo e gás. Constatou-se nos resultados do estudo que a região Sul tem um potencial eólico prevalentemente afastado da costa e manifesto em águas de maior profundidade, configurando-se como território indicado à adoção de parques eólicos que fazem uso de fundações flutuantes.

No que concerne à viabilidade econômica destes potenciais, caso o Brasil apresentasse valor de LCOE para a tecnologia eólica *offshore* tal como o da Dinamarca – menor LCOE entre os países apresentados pela IEA, essa tecnologia já se constituiria em alternativa competitiva comparativamente às tecnologias solar fotovoltaica em usinas centralizadas, biomassa e hidroeletricidade, todavia não seria competitiva com a tecnologia eólica *onshore*.

O mapeamento do potencial eólico *offshore* desenvolvido nesta pesquisa soma-se a outras investigações de relevante interesse no que concerne às suas contribuições à elaboração de um marco legal necessário ao disciplinado ordenamento econômico-ecológico e ambiental das áreas atrativas à indústria eólica. Dessa forma, contribui com o conhecimento auxiliando na redução de possíveis conflitos entre os diferentes atores presentes no tablado de disputa pelo aproveitamento eólico *offshore* na costa brasileira.

O potencial estimado nesta tese se ampliará em termos de atratividade de aproveitamento com o desenvolvimento de tecnologias que permitam viabilizar sua utilização em uma perspectiva que considere factível seu armazenamento em formas distintas de energia, provendo, dessa forma, outras destinações da produção *offshore* que não o seu exclusivo escoamento por meio das redes de transmissão de energia elétrica. Por esta concepção, almeja-se reduzir os potenciais problemas de ordem técnica e econômica ocasionados devido à natureza intermitente da fonte eólica.

Em que pese a relevância dos resultados encontrados, verificou-se também as limitações identificadas no curso da pesquisa quanto à disponibilidade e acesso a dados e informações georreferenciadas de qualidade, especialmente de natureza geofísica, produzidas e/ou mantidas pelos órgãos competentes do Estado. Nestes termos, quando da consulta ao ICMBio para a obtenção dos dados georreferenciados das Unidades de Conservação ambiental, fez-se necessário complementar as informações obtidas nesse órgão com aqueles disponibilizados nas Secretarias Estaduais de Meio Ambiente das Unidades da Federação que possuem fronteira com o litoral, bem como por meio de dados produzidos e mantidos por outras no campo não governamental.

Para as futuras investigações, recomenda-se abordagens detalhadas sobre áreas de menores dimensões em sítios identificados como de maior atratividade para a implementação de aproveitamentos eólicos, no sentido de conhecer melhor a dinâmica ecológica do ambiente marinho no entorno das áreas de interesse dos empreendimentos, reunindo informações precisas quanto à biodiversidade presente para garantir a sua preservação, bem como às suas relações com outros ecossistemas, de forma a reduzir os impactos à biota local. Conhecer os grupos vulneráveis e os elementos que compõem a atividade econômica local, tais como turismo, navegação e atividade pesqueira possibilitará uma melhor compreensão da forma que esses empreendimentos podem impactar o seu entorno, contemplando na análise, seus rebatimentos socioeconômicos e ambientais nos assentamentos humanos, proporcionando a harmonia entre o convívio social e a produção de energia a partir dos ventos marinhos.

Recomenda-se também desenvolver estudos relativos ao fundo do mar, de forma a identificar o relevo do leito oceânico, não apenas a profundidade, mas o tipo do solo e suas características construtivas, proporcionando maior eficiência na escolha do tipo de fundação para a instalação das torres eólicas. Estes objetos de estudo revelam-se como elementos fundamentais ao planejamento da expansão futura do sistema elétrico incluído o aproveitamento eólico *offshore*.

REFERENCIAIS

- ABDI. Mapeamento da cadeia produtiva da indústria eólica no Brasil. Agência Brasileira de Desenvolvimento Industrial.** [S.l: s.n.], 2014. Disponível em: <http://investimentos.mdic.gov.br/public/arquivo/arq1410360044.pdf>.
- ADELAJA, A., MCKEOWN, C., CALNIN, B., et al.** "Assessing offshore wind potential", **Energy Policy**, v. 42, p. 191–200, 2012. DOI: 10.1016/j.enpol.2011.11.072. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2011.11.072>.
- AMARANTE, O. A. C., BROWER, M., ZACK, J., et al.** **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. . Brasília, Brasil, [s.n.], 2001. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=publicacoes&task=livro&cid=1>.
- ANEEL. Base Cartográfica de Aerogeradores.** 2020a. Disponível em: <https://sigel.aneel.gov.br/portal/home/>. Acesso em: 7 jul. 2020.
- ANEEL. PROINFA.** 2020b. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/proinfa>. Acesso em: 20 nov. 2020.
- ANEEL. Sistema de Informações Geográficas do setor elétrico - SIGEL.** 2020c. SIGEL. Disponível em: <https://sigel.aneel.gov.br/portal/home/>. Acesso em: 16 abr. 2020.
- ARAÚJO, A. A., DE MOURA, G. J. B.** "A literatura científica sobre os impactos causados pela instalação de parques eólicos: análise cirométrica", **Revista Tecnologia e Sociedade**, v. 13, n. 28, p. 207–223, 2017. DOI: 10.3895/rts.v13n28.3674. .
- BEN.** "BEN - Relatório Síntese", p. 1–73, 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2021>.
- BERGMANN, A., HANLEY, N., WRIGHT, R.** "Valuing the attributes of renewable energy investments", **Energy Policy**, v. 34, n. 9, p. 1004–1014, 2006. DOI: 10.1016/j.enpol.2004.08.035. .

BIAZON, T., SUMIDA, P. **Mar profundo, a região mais inexplorada do planeta Terra.** 2020. Jornal da USP. Disponível em: <https://jornal.usp.br/artigos/mar-profundo-a-regiao-mais-inexplorada-do-planeta-terra/>. Acesso em: 4 dez. 2020.

BRASIL. "LEI N° 10.438, de 26 de Abril de 2002", p. 1–17, 2002. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/2002/L10438compilada.htm.

BRAZIL. Intended Nationally Determined Contribution: Towards achieving the objective of the United Nations Framework Convention on Climate Change. 2015.

Intended Nationally Determined Contribution. DOI:

<http://www4.unfccc.int/submissions/INDC/Published%20Documents/Brazil/1/BRAZIL%20iNDC%20english%20FINAL.pdf>. Disponível em:

http://www.itamaraty.gov.br/images/ed_desenvsust/BRAZIL-iNDC-english.pdf. Acesso em: 1 jul. 2019.

BURGER, J., GORDON, C., LAWRENCE, J., *et al.* "Risk evaluation for federally listed (roseate tern, piping plover) or candidate (red knot) bird species in offshore waters: A first step for managing the potential impacts of wind facility development on the Atlantic Outer Continental Shelf", **Renewable Energy**, v. 36, n. 1, p. 338–351, 2011. DOI: 10.1016/j.renene.2010.06.048. Disponível em:

<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2010.06.048>.

CAMARGO-SCHUBERT. "Atlas do Potencial Eólico do Estado da Bahia", **Camargo Schubert Engenharia Eólica, COELBA/Iberdrola Empreendimentos do Brasil**, p. 61, 2014. .

CAMARGO-SCHUBERT. "Atlas Eólico do Rio Grande do Sul", **Occupying Schools, Occupying Land**, p. 177–210, 2019. DOI: 10.1093/oso/9780190870324.003.0005. .

CARVER, S. "Integrating multi-criteria evaluation with geographical information systems", **International Journal of Geographical Information System**, v. 5, n. 3, p. 321–339, 1991. DOI: <https://doi.org/10.1080/02693799108927858>. .

CASTRO-SANTOS, L., FILGUEIRA-VIZOSO, A., CARRAL-COUCE, L., *et al.* "Economic feasibility of floating offshore wind farms", **Energy**, v. 112, n. 2016, p. 868–882, 2016. DOI:

10.1016/j.energy.2016.06.135. .

CHAOUACHI, A., COVRIG, C. F., ARDELEAN, M. "Multi-criteria selection of offshore wind farms: Case study for the Baltic States", **Energy Policy**, v. 103, n. April 2016, p. 179–192, 2017. DOI: 10.1016/j.enpol.2017.01.018. .

CHRISTOFORAKI, M., TSOUTSOS, T. "Sustainable siting of an offshore wind park a case in Chania, Crete", **Renewable Energy**, v. 109, p. 624–633, 2017. DOI: 10.1016/j.renene.2017.03.063. Disponível em:
<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2017.03.063>.

CPRM. **Dados, Informações e Produtos do Serviço Geológico Brasileiro**. 2017. Disponível em: <http://geosgb.cprm.gov.br/geosgb/downloads.html>. Acesso em: 5 jul. 2017.

DE SOUZA, A. G. Q., PIMENTA, F. M., SILVA, A. R., *et al.* "North and Northeast Brazil Offshore Wind Power", **13th International Congress of the Brazilian Geophysical Society & EXPOGEF, Rio de Janeiro, Brazil, 26–29 August 2013**, n. June, p. 159–163, 2013. DOI: 10.1190/sbgf2013-035. Disponível em: <http://library.seg.org/doi/abs/10.1190/sbgf2013-035>.

DHANJU, A., WHITAKER, P., KEMPTON, W. "Assessing offshore wind resources: An accessible methodology", **Renewable Energy**, v. 33, p. 55–64, 2008. DOI: 10.1016/j.renene.2007.03.006. .

DTU. **Global Wind Atlas**. 2017. Disponível em: <https://globalwindatlas.info/>. Acesso em: 5 set. 2017.

E. G. GOMES, M. P. E. L. "Integração entre Sistema de Informação Geográfica e Métodos de Análise Multicritério no Apoio à Decisão Espacial". 1999. **Anais** [...] Juiz de Fora-MG, [s.n.], 1999.

ECMWF. **ERA-Interim**. 2017. Disponível em: <https://www.ecmwf.int/en/forecasts/datasets>. Acesso em: 5 set. 2017.

EPE. **Leilões de Energia Elétrica em 2019**. 2019.

EPE. **PDE 2029**. 2020a.

EPE. **PNE 2030 - outras fontes**. 2007.

EPE. **Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050**. . Rio de Janeiro, Brasil, 2018. Disponível em: www.mme.gov.br.

EPE. "Relatório Síntese: BEN 2020 - ano base 2019", p. 73, 2020b. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2020>.

EUROPEAN COMMISSION. **Intelligent Energy Europe**. 2020. Disponível em: <https://ec.europa.eu/easme/en/section/energy/intelligent-energy-europe>. Acesso em: 18 set. 2020.

FARIA, H. H. **Eficácia de Gestão de Unidades de Conservação Gerenciadas pelo Instituto Florestal de São Paulo**. 2004. 2004. Disponível em: <http://www.ceagesp.gov.br/entrepostos/interior/presidente-prudente/>.

FARINHA, M. J. U. S., SILVA, L. F. da, BERNADO, L. V. M. "O estado da arte das Unidades de Conservação como instrumento de preservação da Biodiversidade Brasileira", v. 38, n. 7, p. 15, 2017. .

FITZ, P. **Cartografia Básica (nova edição)**. 2008a.

FITZ, P. R. **Geoprocessamento sem Complicação**. São Paulo, Ed. Oficina de Textos, 2008b.

GALVÃO, M. **(DES)CONEXÕES ENTRE ENERGIA EÓLICA, POBREZA E SUSTENTABILIDADE EM MUNICÍPIOS DA REGIÃO DO MATO GRANDE NO ESTADO DO RIO GRANDE DO NORTE**. 2020. 1–12 f. 2020. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ndteint.2014.07.001> <https://doi.org/10.1016/j.ndteint.2017.12.003> <http://dx.doi.org/10.1016/j.matdes.2017.02.024>.

GARBUZOVA-SCHLIFTER, M., MADLENER, R. **Risk Analysis of Energy Performance Contracting Projects in Russia: An Analytic Hierarchy Process Approach.** . RWTH Aachen University, 2014.

GASTES, D., GAUL, W. "The Consistency Adjustment Problem of AHP Comparison Matrices", **Quantitative Marketing and Marketing Management: Marketing Models and Methods in Theory and Practice**, p. 1–630, 2012. DOI: 10.1007/978-3-8349-3722-3. .

GORAYEB, A., BRANNSTROM, C., MEIRELLES, A. **Impactos Socioambientais da Implantação dos Parques de Energia Eólica no Brasil**. Fortaleza, Brasil, 2019.

HARDING, G., HARDING, P., WILKINS, A. "Wind turbines, flicker, and photosensitive epilepsy: Characterizing the flashing that may precipitate seizures and optimizing guidelines to prevent them", **Epilepsia**, v. 49, n. 6, p. 1095–1098, 2008. DOI: 10.1111/j.1528-1167.2008.01563.x. .

HARJANNE, A., KORHONEN, J. M. "Abandoning the concept of renewable energy", **Energy Policy**, v. 127, n. September 2018, p. 330–340, 2019. DOI: 10.1016/j.enpol.2018.12.029. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.12.029>.

HÖFER, T., SUNAK, Y., SIDDIQUE, H., *et al.* "Wind farm siting using a spatial Analytic Hierarchy Process approach: A case study of the Städteregion Aachen", **Applied Energy**, v. 163, p. 222–243, fev. 2016. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.10.138. Disponível em: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S030626191501380X>.

HOFSTAETTER, M. **Energia Eólica: Entre Ventos, Impactos e Vulnerabilidades Socioambientais no Rio Grande do Norte**. 2016.

IBAMA. **Processos de Licenciamento Ambiental**. 2021. Disponível em: https://servicos.ibama.gov.br/licenciamento/consulta_empreendimentos.php. Acesso em: 17 abr. 2020.

IBGE. **Atlas geográfico das zonas costeiras e oceânicas do Brasil**. Rio de Janeiro, Brasil, Diretoria de Geociências, 2011.

IBGE. Divisão Político Administrativa. 2019. Disponível em:
<https://www.ibge.gov.br/cidades-e-estados.html?view=municipio>. Acesso em: 7 jul. 2020.

ICMBIO. Mapa Temático e Dados Geoestatísticos das Unidades de Conservação Federais. 2017. Disponível em: <https://www.icmbio.gov.br/portal/geoprocessamento1/51-menu-servicos/4004-downloads-mapa-tematico-e-dados-geoestatisticos-das-uc-s>. Acesso em: 5 jul. 2017.

ICMCBIO. "Relatório Anual de Rotas e Áreas de Concentração de aves migratórias no Brasil", **CEMAVE/ICMBio**, p. 87, 2016. DOI: 10.1007/s13398-014-0173-7.2. .

IEA. Projected Costs of Generating Electricity. National Guidelines for Infection Prevention and Control in Viral Hemorrhagic Fevers (VHF). [S.l: s.n.], 2020. Disponível em: https://ncdc.gov.ng/themes/common/docs/protocols/111_1579986179.pdf.

IRENA. A New World: The Geopolitics of the Energy Transformation. 2019.

IRENA. Renewable Energy Statistics 2020 Statistiques D 'Énergie Renouvelable 2020 Estadísticas De Energía. 2020.

IRENA. Renewable Power Generation Costs in 2020. 2021a.

IRENA. Renewable Power Generation Costs in 2020. 2021b. Disponível em:
https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf.

ISA. Monitoramento das Unidades de Conservação. 2017. Disponível em:
<https://uc.socioambiental.org/>. Acesso em: 2 maio 2020.

JANKOWSKI, P. "Integrating Geographical Information Systems and Multiple Criteria Decision-making methods", **International Journal of Geographical Information System1**, v. 9, p. 251–273, 1995. .

JOLY, F. A. Cartografia. Campinas, Papirus, 1990.

KAISER, M. J., SNYDER, B. "Modeling the decommissioning cost of offshore wind development on the U.S. Outer Continental Shelf", **Marine Policy**, v. 36, n. 1, p. 153–164, 2012a. DOI: 10.1016/j.marpol.2011.04.008. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.marpol.2011.04.008>.

KAISER, M. J., SNYDER, B. "Offshore wind capital cost estimation in the U.S. Outer Continental Shelf-A reference class approach", **Marine Policy**, v. 36, n. 5, p. 1112–1122, 2012b. DOI: 10.1016/j.marpol.2012.02.001. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.marpol.2012.02.001>.

KAISER, M. J., SNYDER, B. F. "Modeling offshore wind installation costs on the U.S. Outer Continental Shelf", **Renewable Energy**, v. 50, p. 676–691, 2013a. DOI: 10.1016/j.renene.2012.07.042. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2012.07.042>.

KAISER, M. J., SNYDER, B. F. "The five offshore drilling rig markets", **Lecture Notes in Energy**, v. 8, p. 29–50, 2013b. DOI: 10.1007/978-1-4471-5152-4_2. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.marpol.2012.10.019>.

KALDELLIS, J. K., APOSTOLOU, D. "Life cycle energy and carbon footprint of offshore wind energy. Comparison with onshore counterpart", **Renewable Energy**, v. 108, p. 72–84, 2017. DOI: 10.1016/j.renene.2017.02.039. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2017.02.039>.

KALDELLIS, J. K., APOSTOLOU, D., KAPSALI, M., *et al.* **Environmental and social footprint of offshore wind energy. Comparison with onshore counterpart. Renewable Energy**. 2016

KALDELLIS, J. K., KAPSALI, M., KALDELLI, E., *et al.* "Comparing recent views of public attitude on wind energy, photovoltaic and small hydro applications", **Renewable Energy**, v. 52, n. 2013, p. 197–208, 2013. DOI: 10.1016/j.renene.2012.10.045. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2012.10.045>.

KALDELLIS, J. K., KAPSALI, M., KATSANOU, E. "Renewable energy applications in

Greece-What is the public attitude?", **Energy Policy**, v. 42, n. 2012, p. 37–48, 2012. DOI: 10.1016/j.enpol.2011.11.017. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2011.11.017>.

KATSAPRAKAKIS, D. Al. "A review of the environmental and human impacts from wind parks. A case study for the Prefecture of Lasithi, Crete", **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, n. 5, p. 2850–2863, 2012. DOI: 10.1016/j.rser.2012.02.041. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2012.02.041>.

KEMPTON, W., ARCHER, C. L., DHANJU, A., *et al.* "Large CO₂ reductions via offshore wind power matched to inherent storage in energy end-uses", **Geophysical Research Letters**, v. 34, n. 2, p. 1–5, 2007. DOI: 10.1029/2006GL028016. .

KENNEDY, J., EBERHART, R. "Particle swarm optimization", **Particle swarm optimization**', in **'Proceedings of the IEEE International Conference on Neural Networks, Perth, Australia**, p. 97–102, 1995. DOI: 10.1007/978-3-319-93073-2_6. .

KIM, C. K., JANG, S., KIM, T. Y. "Site selection for offshore wind farms in the southwest coast of South Korea", **Renewable Energy**, v. 120, p. 151–162, 2018. DOI: 10.1016/j.renene.2017.12.081. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.12.081>.

LATINOPOULOS, D., KECHAGIA, K. "A GIS-based multi-criteria evaluation for wind farm site selection. A regional scale application in Greece", **Renewable Energy**, v. 78, p. 550–560, jun. 2015. DOI: 10.1016/j.renene.2015.01.041. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2015.01.041>.

LEITE, A. P., BORGES, C. L. T., FALCÃO, D. M. "Modelagem de usinas eólicas para estudos de confiabilidade", **Controle y Automacao**, v. 17, n. 2, p. 177–188, 2006. DOI: 10.1590/s0103-17592006000200006. .

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, 2012. DOI: 10.1016/j.rser.2011.09.024. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2011.09.024>.

LIMA, D. K. S., LEÃO, R. P. S., DOS SANTOS, A. C. S., *et al.* "Estimating the offshore wind resources of the State of Ceará in Brazil", **Renewable Energy**, v. 83, p. 203–221, 2015. DOI: 10.1016/j.renene.2015.04.025. .

LOPES, C. F. "Universidade Federal do Rio de Janeiro", **Acta Botanica Brasilica**, v. 10, n. 2, p. 425–435, 1996. DOI: 10.1590/s0102-33061996000200018. .

M. P. E. LINS, V. J. M. F. F. "Sistemas de Informação Geográfica e Modelagem em PO", **Revista Pesquisa Operacional**, v. 17, n. 2, p. 178–187, 1997. .

MAHDY, M., BAHAJ, A. B. S. "Multi criteria decision analysis for offshore wind energy potential in Egypt", **Renewable Energy**, v. 118, p. 278–289, 2018. DOI: 10.1016/j.renene.2017.11.021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.11.021>.

MALCZEWSKI, J. **GIS and Multicriteria Decision Analysis**. New York, John Wiley & Sons, 1999.

MALHOTRA, S. "Selection, Design and Construction of Offshore Wind Turbine Foundations", **Wind Turbines**, 2011. DOI: 10.5772/15461. .

MIKOLAJCZAK, J., BOROWSKI, S., MARC-PIENKOWSKA, J., *et al.* "Preliminary studies on the reaction of growing geese (*Anser anser f. domestica*) to the proximity of wind turbines", **Polish Journal of Veterinary Sciences**, v. 16, n. 4, p. 679–686, 2013. DOI: 10.2478/pjvs-2013-0096. .

MME. **PNE 2050**. 2020. Disponível em: <https://tinyurl.com/yaw7e5aa>.

NAGABABU, G., KACHHWAHA, S. S., NAIDU, N. K., *et al.* "Application of reanalysis data to estimate offshore wind potential in EEZ of India based on marine ecosystem considerations", **Energy**, v. 118, p. 622–631, 2017. DOI: 10.1016/j.energy.2016.10.097. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2016.10.097>.

NIE, B., LI, J. "Technical potential assessment of offshore wind energy over shallow continent shelf along China coast", **Renewable Energy**, v. 128, n. 2018, p. 391–399, 2018.

DOI: 10.1016/j.renene.2018.05.081. Disponível em:
<https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.05.081>.

NOAA. **ETOPO1 Arc-Minute Global Relief Model**. 2011. Disponível em:
<https://www.ngdc.noaa.gov/mgg/global/>. Acesso em: 5 set. 2017.

NOGUEIRA, R. E. Cartografia: representação, comunicação e visualização de dados espaciais. 2^a ed. Florianópolis, Ed. da UFSC, 2008.

OERLEMANS, S., FISHER, M., MAEDER, T., *et al.* "Reduction of wind turbine noise using optimized airfoils and trailing-eratdge serions", **AIAA Journal**, v. 47, n. 6, p. 1470–1481, 2009. DOI: 10.2514/1.38888. .

ORSTED. Making green energy affordable: How the offshore wind energy industry matured – and what we can learn from it. 2019. Disponível em:
<https://orsted.com/en/about-us/whitepapers/making-green-energy-affordable/1991-to-2001-the-first-offshore-wind-farms>.

ORTIZ, G. P., KAMPEL, M. "Potencial de energia eólica offshore na margem do Brasil". 2011. **Anais** [...] Santos, [s.n.], 2011. Disponível em: <http://vsbo.io.usp.br/trabs/050.pdf>.

PEDERSEN, E. "Health aspects associated with wind turbine noise-Results from three field studies", **Noise Control Engineering Journal**, v. 59, n. 1, p. 47–53, 2011. DOI: 10.3397/1.3533898. .

PEREIRA, M. G., CAMACHO, C. F., FREITAS, M. A. V., *et al.* "The renewable energy market in Brazil: Current status and potential", **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, n. 6, p. 3786–3802, 2012. DOI: 10.1016/j.rser.2012.03.024. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2012.03.024>.

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. DOI: 10.1016/j.renene.2008.01.012. Disponível em:

<http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0960148108000293>.

PIMENTA, F. M., SILVA, A. R., ASSIREU, A. T., *et al.* "Brazil offshore wind resources and atmospheric surface layer stability", **Energies**, v. 12, n. 21, 2019. DOI: 10.3390/en12214195.

PINTO, M. **Fundamentos de Energia Eólica**. Rio de Janeiro, LTC, 2014.

POLITO, P., SATO, O., AUGUSTO, F. **Oceanografia por Satélites**. 2015.

PORATH, P. H. M. "Uso da Análise Multicritério para Identificação de áreas potenciais para construção de marinas", **Revista Gestão Sustentável Ambiental**, v. 2, n. 2, p. 3–26, 2014. .

PORTELLA, J. R. **Viabilidade da Captação da energia eólica nos oceanos (Captação offshore)**. 2007. 2007.

PROVDANOV, C. C., FREITAS, E. C. De. **Metodologia do trabalho científico: métodos e técnicas da pesquisa e do trabalho acadêmico**. [S.l: s.n.], 2013. Disponível em: <http://www.feevale.br/Comum/midias/8807f05a-14d0-4d5b-b1ad-1538f3aef538/E-book Metodologia do Trabalho Científico.pdf>.

PUNCH, J., JAMES, R., PABST, D. "What Audiologists Should Know", **Audiology Today**, v. 22, n. 4, p. 20–31, 2010. .

RAMOS, R. A. R. **Localização Industrial - Um Modelo Espacial para o Noroeste de Portugal**. 2000. 299 f. Universidade do Minho, 2000.

SAATY, T. "How to make a decision: the analytic hierarchy process", **European Journal of Operation Research**, v. 48, n. 1, p. 9–265, 1990. DOI: [https://doi.org/10.1016/0377-2217\(90\)90057-I](https://doi.org/10.1016/0377-2217(90)90057-I). .

SAATY, T., TRAN, L. "On the invalidity of fuzzifying numerical judgments in the analytic hierarchy process", **Mathematical and Computer Modelling**, v. 46, n. 7–8, p. 962–975, 2007. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.mcm.2007.03.022>. .

SATO, A. **Transmissão de Potência em Corrente Contínua e Corrente Alternada: Estudo comparativo.** 2013. 69–73 f. 2013. DOI: 10.11113/jt.v56.60. Disponível em: https://www.bertelsmann-stiftung.de/fileadmin/files/BSt/Publikationen/GrauePublikationen/MT_Globalization_Report_2018.pdf http://eprints.lse.ac.uk/43447/1/India_globalisation%2C_society_and_inequalities%28lsero%29.pdf <https://www.quora.com/What-is-the>.

SCHAFFARCZYK, A. **Understanding Wind Power Technology.** John Wiley & Sons, 2014.

SCHILLINGS, C., WANDERER, T., CAMERON, L., *et al.* "A decision support system for assessing offshore wind energy potential in the North Sea", **Energy Policy**, v. 49, p. 541–551, 2012. DOI: 10.1016/j.enpol.2012.06.056. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2012.06.056>.

SILVA, A. D. B. **Sistemas de Informações Geo-referenciadas: conceitos e fundamentos.** Campinas, UNICAMP, 2003.

SILVA, A. B. da. "Projeto Aerodinâmico de Turbinas Eólicas", p. 76, 2013. .

SILVA, P., GUEDES, V., ARAÚJO, M., *et al.* "Otimização dos Parâmetros da Distribuição de Weibull". 53, 1999. **Anais [...] Águas de Lindóia/SP**, 1999. p. 1689–1699. DOI: 10.1017/CBO9781107415324.004.

SLOWINSKI, R., GRECO, S., MATARAZZO, B. "Rough set and rule-based multicriteria decision aiding", **Pesquisa Operacional**, v. 32, n. 2, p. 213–269, 2012. .

SNYDER, B., KAISER, M. J. "Ecological and economic cost-benefit analysis of offshore wind energy", **Renewable Energy**, v. 34, n. 6, p. 1567–1578, 2009. DOI: 10.1016/j.renene.2008.11.015. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2008.11.015>.

SON, E., KIM, H., KIM, H., *et al.* "Integrated numerical method for the prediction of wind turbine noise and the long range propagation", **Current Applied Physics**, v. 10, n. 2 SUPPL.,

p. S316–S319, 2010. DOI: 10.1016/j.cap.2009.11.034. Disponível em:
<http://dx.doi.org/10.1016/j.cap.2009.11.034>.

SOUZA, L. A. P. de. "A investigação sísmica de áreas submersas rasas: Parte 1-Fundamentos e Demandas", **Geofísica e Geologia Marinha**, 2008. .

STAR, ESTES. **Geographic Information Systems: an Introduction**. New Jersey, Englewoods Cliffs, 1991.

T. L. SAATY; L. G. VARGAS. **Models, methods, concepts & applications of the analytic hierarchy process**. Boston, Springer, 2012.

T. L. SAATY. **Fundamentals of Decision Making and Priority Theory with the Analytic Hierarchy Process**. [S.l.], Rws Publications, 2000.

T. L. SAATY. **The Analytic Hierarchy Process**. N. York, USA, McGraw-Hill, 1980.

TAVARES, B. **Parques Eólicos Offshore: Estudo de soluções de interligação do tipo HVAC e HVDC**. 2010. 1–9 f. 2010. Disponível em:
http://paginas.fe.up.pt/~ee08083/Tese_provisoria5.pdf%5Cnhttp://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:13ed7fdb-684f-4e84-877a-95a3be850409.0010.03/DOC_1&format=PDF.

TORRES, A. **Estudo de soluções de fundações offshore no litoral cearense**. . [S.l: s.n.], 2017

UNCLOS. "United Nations Convention on the Law of the Sea", **The International Journal of Marine and Coastal Law**, v. 12, n. 3, p. 404–412, 1997. DOI: 10.1163/15718089720491594. Disponível em: <http://www.ingentaselect.com/rpsv/cgi-bin/cgi?ini=xref&body=linker&reqdoi=10.1163/15718089720491594>.

URAZ, E. "Offshore Wind Turbine Transportation & Installation Analyses. Planning Optimal Marine Operations for Offshore Wind Projects", **Master Thesis**, p. 56, 2011. .

VALENTE, R. M., SILVA, J. M. C., STRAUBE, F. C., *et al.* **Conservação de Aves Migratórias Neárticas no Brasil.** 2011.

VAREJÃO-SILVA, M. **Meteorologia e Climatologia.** Recife, 2006. v. versão dig. Disponível em: <http://www.ufal.edu.br/unidadeacademica/icat/pt-br>.

VITERBO, J. C. "Geração De Energia Elétrica a Partir Da Fonte Eólica Offshore", p. 167, 2008. .

WALKER, G. "Renewable energy and the public", **Land Use Policy**, v. 12, n. 1, p. 49–59, 1995. DOI: 10.1016/0264-8377(95)90074-C. .

WESTERBERG, V., JACOBSEN, J. B., LIFRAN, R. "Offshore wind farms in Southern Europe - Determining tourist preference and social acceptance", **Energy Research and Social Science**, v. 10, p. 165–179, 2015. DOI: 10.1016/j.erss.2015.07.005. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.erss.2015.07.005>.

WIND EUROPE. "Floating Offshore Wind Vision Statement", n. June, p. 16, 2017. DOI: 10.1007/978-3-319-27972-5. .

WIND EUROPE. **Offshore Wind in Europe.** 2018. Disponível em: <https://windeurope.org/products/product/?id=36>. Acesso em: 1 mar. 2018.

WINDEUROPE. **Offshore wind in Europe. Refocus.** [S.l: s.n.], 2020. Disponível em: <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Offshore-Statistics-2019.pdf>.

WWF-BRASIL. **WWF-BRASIL.** 2017. Disponível em: <https://www.wwf.org.br/>. Acesso em: 5 jul. 2017.

ZAMBON, K. L., CARNEIRO, A. A. de F. M., SILVA, A. N. R. da, *et al.* "Análise de decisão multicritério na localização de usinas termoelétricas utilizando SIG", **Pesquisa Operacional**, v. 25, n. 2, p. 183–199, ago. 2005. DOI: 10.1590/S0101-74382005000200002. Disponível em: http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0101-

74382005000200002&lng=pt&tlng=pt.