

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA DE ENERGIA

**Uma Análise Regulatória, Energética e Econômica da
Implantação de Parques Eólicos *Offshore* no Brasil**

Sabrina de Cássia Fernandes

Itajubá

2026

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA DE ENERGIA

Sabrina de Cássia Fernandes

**Uma Análise Regulatória, Energética e Econômica da
Implantação de Parques Eólicos *Offshore* no Brasil**

**Dissertação submetida ao Programa de Pós-
Graduação em Engenharia de Energia como parte
dos requisitos para obtenção do título de Mestre
em Engenharia de Energia.**

Área de concentração: Gestão e Planejamento

Orientador: Prof. Dr. Ivan Felipe dos Santos Silva

Itajubá

2026

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA DE ENERGIA**

Sabrina de Cássia Fernandes

**Uma Análise Regulatória, Energética e Econômica da
Implantação de Parques Eólicos *Offshore* no Brasil**

Dissertação

Banca Examinadora:

Itajubá

AGRADECIMENTOS

Às forças invisíveis que guiam meu caminhar, agradeço pela sabedoria silenciosa que ilumina minha jornada, pelos ventos que sopram mudanças e pelas raízes que me mantêm conectada ao chão firme da vida.

Ao meu companheiro, Márcio, minha rocha e meu porto seguro, ofereço minha gratidão mais profunda. Por cada momento de apoio incondicional, por enxergar minha essência até mesmo quando eu me perdia de mim mesma, e por trilhar ao meu lado os caminhos incertos, enfrentando comigo as tempestades e celebrando os raios de sol. Sua presença é como um farol que nunca se apaga, e suas palavras de incentivo ressoam em meu coração como um feitiço de coragem e amor.

À minha mãe, guardiã de minhas primeiras memórias e de minha essência mais pura, dedico minha eterna gratidão. Pelo amor que transcende o tempo e a distância, pelos sacrifícios silenciosos que só agora consigo compreender em sua plenitude, e por ser o meu primeiro exemplo de força, resiliência e amor incondicional. Cada gesto seu é uma chama que me aquece nos momentos mais sombrios.

Ao meu padrasto, cuja presença constante e amoroso cuidado transformaram minha vida, agradeço por ser um alicerce firme e por sempre me encorajar a seguir em frente, mesmo nas adversidades. Pelo exemplo de paciência e dedicação, e por sempre acreditar nas minhas capacidades, mesmo quando eu duvidava de mim mesma.

À minha família, que é como o círculo sagrado que me protege, agradeço pelas risadas compartilhadas, pelos ombros emprestados nos momentos de dor, e pela certeza de que, mesmo nas bifurcações da vida, o amor nos mantém conectados. Vocês são minha origem, meu refúgio e minha inspiração constante.

Aos meus amigos, em especial à Priscila, Nina e Emerson, que, com suas almas generosas e corações abertos, tornam a caminhada mais leve e cheia de significado. Por cada conversa sincera, pelo riso que cura e pelas palavras que sempre souberam ser o alicerce nos momentos de necessidade. Vocês são as estrelas que brilham junto a mim, iluminando os caminhos mais sombrios e celebrando comigo as pequenas e grandes vitórias da vida.

Ao meu orientador, professor Ivan, cuja orientação sempre foi uma bússola precisa e um farol constante, sou profundamente grata. Pela paciência, pelo comprometimento com o meu crescimento acadêmico, e pela confiança em minhas ideias e potencial. Seu apoio constante não apenas me impulsionou na construção deste trabalho, mas também me inspirou a buscar o melhor de mim mesma, a questionar, a aprender e a nunca desistir diante dos desafios.

Ao professor Tiago, minha profunda gratidão por estar presente nessa caminhada. Por acompanhar meus passos com atenção, escuta generosa e palavras sempre oportunas. Cada conversa, cada incentivo e cada gesto de apoio contribuíram para que eu seguisse com mais confiança, especialmente nos momentos de dúvida e incerteza. Sua postura ética, seu cuidado e seu interesse sincero pelo meu percurso acadêmico fizeram diferença concreta nesta trajetória. Levo comigo não apenas o aprendizado no mestrado, mas também o exemplo de compromisso e humanidade que demonstrou ao longo desse processo.

Agradeço ao professor Jamil pelas aulas ministradas ao longo do curso, que contribuíram de maneira significativa para minha formação acadêmica e para o desenvolvimento deste trabalho. Sou igualmente grata por sua disponibilidade em integrar a banca avaliadora desta dissertação, compartilhando seu conhecimento e suas valiosas contribuições.

Aos meus alunos, que, com seus olhares curiosos e sedentos por saber, me desafiam todos os dias a ser uma versão melhor de mim mesma. Vocês são a razão pela qual a busca pelo conhecimento nunca perde sua magia. Obrigada por cada pergunta que me fez pensar mais profundamente, por cada interação que tornou o ensino um campo fértil de aprendizado mútuo. A vocês, que são o reflexo de um futuro de possibilidades infinitas, dedico esta conquista. Que cada um de vocês continue a crescer, a questionar, a buscar, e, acima de tudo, a acreditar no poder transformador do conhecimento.

Agradeço também a mim mesma, de forma especial e profunda. Por todas as vezes que, diante da exaustão e do desespero, eu escolhi tentar mais uma vez. Por não desistir de sonhar, mesmo quando os sonhos pareciam distantes. Por cultivar em meu peito a chama do aprendizado e por permitir que a luz, mesmo que trêmula, sempre voltasse a brilhar. Sou grata àquela que fui, àquela que sou, e àquela que ainda estou me tornando.

E, finalmente, à magia que permeia minha existência, meu vínculo com o mistério, o invisível e o sagrado. Pelos ciclos que me ensinam a renovar, pela lua que guia meus passos, e pela conexão profunda com a terra e os elementos. Que este trabalho seja, também, uma oferenda àquilo que não pode ser visto, mas é sentido em cada fibra de minha alma.

Com gratidão infinita, dedico este momento não apenas às pessoas e forças que mencionei, mas também ao próprio ato de acreditar. Pois, no fundo, somos todos feitos daquilo que escolhemos cultivar em nosso coração.

Agradeço também à Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Minas Gerais (FAPEMIG) pelo apoio financeiro concedido por meio da bolsa de estudos, fundamental para a realização desta pesquisa e para a dedicação às atividades acadêmicas.

*Aos ventos que me carregam, às luas que me guiam, à terra que me sustenta, e ao fogo que arde em
minha alma. Que a magia do universo, silenciosa e eterna, me fortaleça em cada passo, me renove
em cada ciclo, e me impulse a seguir, sempre, sem hesitar.
A esta jornada de autoconhecimento, coragem e renascimento, dedico este trabalho. Porque, como bem
nos ensina o ciclo eterno, somos feitos de transformações constantes.*

RESUMO

A crescente necessidade de diversificação da matriz elétrica e de ampliação da participação das fontes renováveis tem impulsionado o interesse pela energia eólica *offshore*, especialmente em países com elevado potencial eólico, como o Brasil. Nesse contexto, esta pesquisa teve como objetivo avaliar a viabilidade técnico-econômica da implantação de parques eólicos *offshore* na Bacia de Campos, considerando aspectos energéticos, econômicos e regulatórios. Foram selecionados dez pontos de análise e utilizados dados de velocidade do vento provenientes da reanálise ERA5, posteriormente caracterizados por meio da distribuição de Weibull e extrapolados para a altura do cubo do aerogerador Vestas V112-3.0 MW *Offshore*. A partir dos parâmetros obtidos, foram estimados a potência disponível, a produção anual de energia, o fator de capacidade, o custo nivelado da energia (LCOE) e o valor presente líquido (VPL). Adicionalmente, foram avaliadas as condições batimétricas da área e os principais instrumentos regulatórios relacionados ao desenvolvimento da energia eólica *offshore* no Brasil. Os resultados indicaram velocidades médias entre 7,48 m/s e 7,99 m/s, fatores de capacidade variando de 44,75% a 50,0% e valores de LCOE compreendidos entre 556,1 e 624,3 R\$/MWh. Os pontos com melhor desempenho energético apresentaram maiores profundidades, exigindo a utilização de tecnologias flutuantes, enquanto os pontos localizados em águas mais rasas apresentaram condições mais favoráveis à utilização de fundações fixas. Embora todos os valores de VPL tenham sido negativos sob as premissas econômicas adotadas, os resultados evidenciam que a viabilidade dos empreendimentos depende não apenas do potencial eólico, mas também das condições batimétricas, dos custos associados às tecnologias de fundação e da evolução do ambiente regulatório. A análise multicritério permitiu identificar os pontos P6, P7 e P8 como os mais promissores para o desenvolvimento da energia eólica *offshore* na região estudada. Conclui-se que a Bacia de Campos apresenta elevado potencial para a geração eólica *offshore*, embora a consolidação dessa tecnologia no Brasil dependa da redução dos custos, do avanço das soluções flutuantes e da maturidade do marco regulatório nacional.

Palavras-chave: energia eólica *offshore*; Bacia de Campos; potencial eólico; viabilidade técnico-econômica; distribuição de Weibull; LCOE.

ABSTRACT

The growing need to diversify the electricity matrix and increase the share of renewable energy sources has stimulated interest in offshore wind energy, particularly in countries with high wind potential such as Brazil. In this context, this study aimed to evaluate the techno-economic feasibility of offshore wind farm deployment in the Campos Basin, considering energy, economic and regulatory aspects. Ten offshore locations were selected, and wind speed data obtained from the ERA5 reanalysis were characterized using the Weibull distribution and extrapolated to the hub height of the Vestas V112-3.0 MW Offshore wind turbine. Based on the estimated parameters, available wind power, annual energy production, capacity factor, levelized cost of energy (LCOE), and net present value (NPV) were determined. In addition, bathymetric conditions and the main regulatory instruments related to offshore wind development in Brazil were analyzed. The results indicated mean wind speeds ranging from 7.48 m/s to 7.99 m/s, capacity factors between 44.75% and 50.0%, and LCOE values varying from R\$ 556.1/MWh to R\$ 624.3/MWh. Locations with the highest energy performance were associated with greater water depths, requiring floating technologies, whereas shallower sites were more suitable for fixed-bottom foundations. Although all NPV values were negative under the economic assumptions adopted, the results demonstrate that project feasibility depends not only on wind resource availability but also on bathymetric conditions, foundation-related costs and the evolution of the regulatory framework. The multicriteria analysis identified points P6, P7 and P8 as the most promising locations for offshore wind development in the study area. It is concluded that the Campos Basin presents significant potential for offshore wind generation; however, the consolidation of this technology in Brazil depends on cost reductions, advances in floating wind technologies and the maturation of the national regulatory framework.

Keywords: offshore wind energy; Campos Basin; wind potential; techno-economic feasibility; Weibull distribution; levelized cost of energy.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Tipos de fundações de turbinas eólicas <i>offshore</i> e profundidades de aplicação	22
Figura 2 - Pontos distribuídos ao longo da costa do RJ	36
Figura 3 - Curva de potência de um aerogerador típico.....	40
Figura 4 - Velocidade Média (m/s) dos Pontos Analisados	55
Figura 5 - Funções densidade de probabilidade da Distribuição de Weibull para os pontos P1 (pior cenário), P8 (cenário intermediário) e P10 (melhor cenário)	58

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Principais Tipologias de Fundações para Parques Eólicos <i>Offshore</i>	21
Quadro 2 - Principais Conflitos Socioambientais no Uso do Espaço Marinho.....	24
Quadro 3- Estrutura Geral de Custos em Projetos Eólicos <i>Offshore</i>	29
Quadro 4 - Comparação Conceitual entre Energia Eólica <i>Onshore</i> e <i>Offshore</i> Erro! Indicador não definido.	
Quadro 5 - Análise Comparativa dos Arranjos Regulatórios e Institucionais da Eólica <i>Offshore</i>	47
Quadro 6 - Incentivos e Procedimentos de Outorga: Brasil e Mercados Consolidados	49
Quadro 7 - Análise SWOT da Energia Eólica <i>Offshore</i> no Brasil	71

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Indicadores Econômicos Utilizados na Avaliação de Projetos Eólicos <i>Offshore</i>	28
Tabela 2 - Coordenadas Geográficas dos Pontos Utilizados.....	36
Tabela 3 - Parâmetros Econômicos Adotados para Eólica <i>Offshore</i>	42
Tabela 4 - Estatísticas Descritivas da velocidade do Vento nos Pontos Analisados	53
Tabela 5 — Parâmetros de Weibull extrapolados para 119 m.....	56
Tabela 6 – Profundidade dos pontos analisados.....	59
Tabela 7 - Indicadores de desempenho energético dos pontos <i>offshore</i> avaliados.....	61
Tabela 8 - Valores de Valor Presente Líquido (VPL) dos pontos analisados.....	64
Tabela 9 - Comparação entre os valores de LCOE de diferentes fontes energéticas.....	65
Tabela 10 - Síntese multicritério dos pontos <i>offshore</i> avaliados.....	67

LISTA DE SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BIG – Banco de Informações de Geração

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

BOEM – Bureau of Ocean Energy Management

C3S – Copernicus Climate Change Service

CAPEX – Capital Expenditure

CDS – Climate Data Store

CfD – Contracts for Difference

CIRM – Comissão Interministerial para os Recursos do Mar

CNI – Confederação Nacional da Indústria

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

DOE – Department of Energy

EAP – Energy Annual Production

ECMWF – European Centre for Medium-Range Weather Forecasts

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

ERA5 – Fifth Generation ECMWF Atmospheric Reanalysis

FC – Fator de Capacidade

GWEC – Global Wind Energy Council

IBAMA – Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis

IEA – International Energy Agency

IRA – Inflation Reduction Act

IRENA – International Renewable Energy Agency

LCOE – Levelized Cost of Energy

MME – Ministério de Minas e Energia

MMA – Ministério do Meio Ambiente e Mudança do Clima

NREL – National Renewable Energy Laboratory

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

OPEX – Operational Expenditure

PEM – Planejamento Espacial Marinho

PDE – Plano Decenal de Expansão de Energia

PNE – Plano Nacional de Energia

PPA – Power Purchase Agreement

SenMap – Mapeamento Integrado de Sensibilidade Ambiental e Social

SIN – Sistema Interligado Nacional

U.S. DOE – United States Department of Energy

VPL – Valor Presente Líquido

WACC – Weighted Average Cost of Capital

Sumário

RESUMO.....	7
ABSTRACT	7
LISTA DE FIGURAS.....	8
LISTA DE QUADROS	9
LISTA DE TABELAS.....	10
LISTA DE SIGLAS.....	11
Sumário.....	13
1 Introdução	15
1.1 Justificativa	16
1.2 Objetivos Gerais e Específicos.....	16
2 Referencial Teórico.....	18
2.1 Histórico da Energia Eólica	18
2.2 Energia Eólica <i>Offshore</i>	19
2.3 Governança Ambiental e Conflitos Socioambientais na Expansão da Energia Eólica <i>Offshore</i>	23
2.4 Evolução da Energia Eólica <i>Onshore</i> no Brasil como Base para Expansão <i>Offshore</i>	26
2.5 Fundamentos da Análise Econômica de Projetos Eólicos <i>Offshore</i>	27
2.6 Potencial Técnico e Viabilidade Econômica da Energia Eólica <i>Offshore</i> no Brasil	29
2.7 Energia Eólica <i>Offshore</i> e <i>Curtailment</i>	30
3 Metodologia.....	32
3.1 Metodologia para Análise Regulatória.....	33
3.2 Estrutura Metodológica da Estimativa do Potencial Energético <i>Offshore</i>	34
3.3 Definição da Área de Estudo	35
3.4 Formulação Matemática da Estimativa do Potencial Eólico <i>Offshore</i>	37
3.4.1 Caracterização Estatística do Regime de Ventos: Distribuição De <i>Weibull</i>	37
3.4.2 Potência Disponível no Vento	39
3.4.3 Curva de Potência do Aerogerador	40
3.4.4 Estimativa da Energia Anual Produzida (EAP)	41
3.4.5 Cálculo do Fator de Capacidade	41
3.4.6 Parâmetros Econômicos Utilizados na Análise da Eólica <i>Offshore</i>	41
3.5 Análise SWOT	44
4 Análise e Discussão dos Resultados	45
4.1 Marco Regulatório da Energia <i>Offshore</i> no Brasil.....	45
4.1.1 Integração ao Sistema Elétrico, <i>Curtailment</i> e Mecanismos de Reserva de Capacidade	50
4.2 Delimitação da Área de Estudo.....	52
4.3 Caracterização do Regime de Ventos	52
4.4 Distribuição Estatística dos Ventos.....	55
4.5 Condições Batimétricas e Viabilidade Técnica.....	59
4.6 Potencial Energético e Viabilidade Econômica	61
4.6.1 Produção Anual de Energia e Fator de Capacidade	61

4.6.2 Valor Presente Líquido (VPL)	64
4.6.3 Comparação do LCOE com Outras Fontes Energéticas.....	65
4.7. Análise Multicritério dos Pontos <i>Offshore</i>	67
4.8 Matriz SWOT da Energia Eólica <i>Offshore</i> no Brasil.....	71
5.0 Estratégias para Superação dos Desafios da Energia Eólica <i>Offshore</i> no Brasil.....	74
5.1 Superação dos Desafios Regulatórios	74
5.2 Superação dos Desafios Técnicos	75
5.3 Superação dos Desafios Econômicos.....	76
6. Considerações Finais	78
7. Referências Bibliográficas	81

1 Introdução

“O futuro pertence àqueles que compreendem que fazer mais com menos é compassivo, próspero e durável.” Paul Hawken

Desde os primórdios da civilização, a energia desempenha papel central na organização social, no progresso tecnológico e na dinâmica econômica. O domínio do fogo constituiu um marco fundamental, ao ampliar as capacidades humanas de adaptação por meio do aquecimento, da iluminação e do preparo de alimentos. De forma semelhante, o aproveitamento das forças naturais, como o vento na navegação e a água no acionamento de moinhos, representou as primeiras formas sistematizadas de conversão energética, nas quais o ser humano passou a interagir de maneira intencional e estratégica com os recursos naturais.

A Revolução Industrial, iniciada no século XVIII, marcou uma mudança estrutural nos modos de produção e na relação da sociedade com o ambiente. O carvão mineral tornou-se a principal fonte energética dos sistemas produtivos, impulsionando a mecanização, a produção em larga escala e a urbanização. Esse paradigma consolidou uma lógica orientada pela eficiência e pela expansão econômica, intensificando a exploração dos recursos naturais e ampliando os impactos ambientais, cujos efeitos se estenderiam ao longo dos séculos seguintes.

No século XX, o petróleo assumiu posição central na matriz energética global, sustentando o crescimento industrial e a expansão dos sistemas de transporte. Embora esse modelo tenha promovido avanços tecnológicos e econômicos significativos, também intensificou as emissões de gases de efeito estufa e aprofundou a dissociação entre desenvolvimento econômico e equilíbrio ambiental, evidenciando os limites estruturais dos sistemas energéticos fortemente dependentes de combustíveis fósseis.

Diante desse cenário, a intensificação das discussões sobre sustentabilidade e mudanças climáticas reforçou a necessidade de revisão dos sistemas energéticos vigentes. O conceito de transição energética emerge como resposta a esses desafios, expressando a urgência de diversificar as matrizes energéticas, reduzir a dependência de fontes fósseis e mitigar os impactos ambientais associados à geração e ao uso da energia. Trata-se de um processo complexo e não linear, que transcende a dimensão técnica e envolve aspectos regulatórios, econômicos e institucionais relacionados ao planejamento e à governança do setor energético.

Nesse contexto, a energia eólica consolida-se como uma das principais alternativas para a transição para matrizes de baixo carbono. No Brasil, a expansão da geração eólica *onshore* evidenciou o elevado potencial dos recursos eólicos nacionais, contribuindo de forma relevante para a diversificação da matriz elétrica. Entretanto, a ampliação dessa fonte enfrenta limitações associadas à disponibilidade territorial, à aceitação social e à integração ao sistema elétrico, o que tem ampliado

o interesse pela exploração do potencial eólico *offshore*.

Favorecida por um extenso litoral e por condições de vento mais estáveis, a energia eólica *offshore* surge como uma alternativa estratégica para o planejamento energético de médio e longo prazo no Brasil, com potencial para contribuir para a segurança energética, a diversificação da matriz elétrica e o atendimento à crescente demanda por energia. Apesar dessas vantagens, a implantação de parques eólicos *offshore* no país permanece incipiente, condicionada por desafios regulatórios, técnicos e econômicos.

Diante desse panorama, o presente estudo é orientado pelo seguinte questionamento central: como superar os desafios regulatórios, técnicos e econômicos para viabilizar a implantação de parques eólicos *offshore* no Brasil? Para responder a essa questão, a pesquisa adota uma abordagem interdisciplinar, articulando a análise do marco regulatório com a avaliação técnico-energética e econômica, incluindo a aplicação de um estudo de caso hipotético. Ao integrar reflexão conceitual e aplicação prática, o trabalho busca contribuir para o avanço do conhecimento e subsidiar a tomada de decisão no planejamento do setor energético brasileiro.

1.1 Justificativa

No Brasil, embora a energia eólica *onshore* tenha se consolidado, a crescente variabilidade hidrológica, o aumento da demanda e as limitações territoriais reforçam a necessidade de novas alternativas. Nesse contexto, a energia eólica *offshore* apresenta elevado potencial, em função do extenso litoral e de condições de vento mais estáveis. Contudo, sua implantação no país permanece incipiente, marcada por entraves regulatórios, técnicos e econômicos, além da carência de análises integradas que subsidiem o planejamento setorial

Assim, este estudo justifica-se ao propor uma análise articulada entre os aspectos técnico-econômicos, regulatórios e institucionais da energia eólica *offshore* no Brasil, buscando identificar gargalos estruturais e oportunidades de inserção dessa fonte na matriz elétrica nacional. Ao sistematizar dados sobre potencial energético, custos, infraestrutura de conexão e arcabouço normativo, a pesquisa fornece elementos comparativos que podem orientar a definição de prioridades de investimento, o aperfeiçoamento do marco regulatório e a formulação de instrumentos de incentivo. Ademais, ao discutir os desafios de integração dessa fonte ao Sistema Interligado Nacional, o estudo contribui para o debate sobre diversificação da matriz, segurança energética e planejamento de longo prazo, oferecendo subsídios técnicos e analíticos para formuladores de políticas públicas, agentes reguladores e investidores do setor elétrico.

1.2 Objetivos Gerais e Específicos

Objetivo Geral:

Analisar, de forma integrada, os aspectos regulatórios, energéticos e econômicos associados

à implantação de parques eólicos *offshore* no Brasil, com foco na identificação dos principais desafios, barreiras e condicionantes à viabilização dessa tecnologia no contexto do planejamento do setor elétrico nacional.

Objetivos Específicos:

- Analisar o panorama internacional da energia eólica *offshore*, com foco nos marcos regulatórios e nas estruturas de governança adotadas por países com experiência consolidada no setor;
- Avaliar o potencial energético e a viabilidade técnico-econômica da energia eólica *offshore* na região da Bacia de Campos, no litoral do estado do Rio de Janeiro, utilizando dados da reanálise ERA5 e parâmetros técnico-científicos consolidados na literatura especializada.
- Identificar os desafios e barreiras à implantação da energia eólica *offshore* no Brasil e propor recomendações para o aprimoramento do arcabouço regulatório e do planejamento energético, considerando as dimensões regulatória, técnica, ambiental e logística.

2. Referencial Teórico

"O vento é um cavalo: ouça como ele corre pelo mar, pelo céu."
Pablo Neruda, poeta chileno.

2.1. Histórico da Energia Eólica

A energia elétrica é um insumo essencial à sociedade contemporânea, estando presente na maioria das atividades humanas e exercendo papel central no desenvolvimento econômico e na qualidade de vida. A disponibilidade energética sustenta os sistemas produtivos e sociais, de modo que sua escassez pode desencadear efeitos sistêmicos negativos. Nesse sentido, a diversificação das fontes de energia torna-se condição necessária para a segurança e a sustentabilidade do setor energético (SMIL, 2017).

Com o avanço do conhecimento e o crescimento da demanda, evidenciou-se a necessidade de fontes capazes de garantir suprimento contínuo, eficiência econômica e menor impacto ambiental. A energia eólica destaca-se nesse contexto como uma fonte renovável, abundante e historicamente utilizada pela humanidade.

Desde a Antiguidade, civilizações como persas e chinesas empregaram a força dos ventos para atividades como bombeamento de água e moagem de grãos. Ao longo dos séculos, essa tecnologia evoluiu, culminando, no final do século XIX, na geração de eletricidade a partir do vento, com destaque para os experimentos pioneiros de James Blyth (Price, 2005).

Durante a Revolução Industrial, embora os moinhos de vento tenham sido parcialmente substituídos por máquinas a vapor, a base energética do desenvolvimento moderno consolidou-se nos combustíveis fósseis, especialmente o carvão e, posteriormente, o petróleo. Esse modelo energético impulsionou a industrialização e o crescimento econômico global, mas também resultou em impactos ambientais significativos, intensificados ao longo do século XX (Wiltgen, 2024; Miranda; Mustafa, s.d.).

A crise do petróleo na década de 1970 marcou um ponto de inflexão ao evidenciar a vulnerabilidade dos sistemas energéticos fortemente dependentes de combustíveis fósseis, estimulando a busca por fontes alternativas de energia e o desenvolvimento de tecnologias renováveis, entre elas a energia eólica (SMIL, 2023; SOVACOL; GEELS, 2024). Desde então, a energia eólica tem ampliado de forma consistente sua participação na matriz elétrica mundial, impulsionada por avanços tecnológicos nos aerogeradores, pela redução de custos e pela adoção de políticas públicas voltadas à transição energética (REN21, 2024; IEA, 2024). Além disso, os compromissos climáticos assumidos no âmbito internacional têm reforçado o papel estratégico da energia eólica na mitigação das mudanças climáticas e na diversificação das matrizes elétricas nacionais (ANDRADE et al., 2024).

No Brasil, essa discussão assume características particulares, uma vez que a matriz elétrica é predominantemente hidrelétrica. Contudo, restrições ambientais, legais e geográficas têm limitado a expansão dessa fonte, abrindo espaço para outras alternativas renováveis, como a energia eólica (Silva, 2023). A exploração eólica no país iniciou-se na década de 1990, com regulamentação específica a partir da Resolução ANEEL nº 112/1999, e apresentou crescimento expressivo nas últimas décadas, posicionando o Brasil entre os principais produtores mundiais de energia eólica (Wiltgen, 2024; Cavalcante, 2024).

Do ponto de vista técnico, a energia eólica baseia-se na conversão da energia cinética das massas de ar em energia mecânica e, posteriormente, em energia elétrica por meio de aerogeradores. Trata-se de uma fonte renovável, de baixa emissão de carbono, com custos competitivos e contribuição relevante para a diversificação da matriz energética e a geração de empregos (Santos; Araújo, 2023a; Peruchi, 2024; Mendonça, 2024).

Nesse cenário de consolidação da energia eólica *onshore*, a energia eólica *offshore* emerge como uma alternativa estratégica no contexto internacional, oferecendo vantagens como ventos mais intensos e constantes e maior eficiência energética. Para países com extensas áreas costeiras, como o Brasil, essa tecnologia representa uma oportunidade relevante de expansão da matriz elétrica. Assim, torna-se fundamental analisar os aspectos regulatórios, energéticos e econômicos associados à implantação de parques eólicos *offshore*, bem como seus desafios e potenciais contribuições para o planejamento do setor elétrico nacional.

2.2 Energia Eólica *Offshore*

A diversificação da matriz elétrica, fundamentada na integração de fontes solar, eólica (*onshore* e *offshore*), hídrica e biomassa, estabelece uma complementaridade estratégica capaz de ampliar a resiliência do setor elétrico. Essa heterogeneidade contribui para mitigar a vulnerabilidade do sistema frente a riscos hidrológicos e anemométricos, compensando a intermitência dos recursos naturais e assegurando maior estabilidade do suprimento, inclusive sob a incidência de eventos climáticos extremos (De Souza; Arantes, 2025). Nesse contexto, a ampliação da participação de fontes renováveis com elevado potencial de complementaridade temporal e espacial torna-se elemento central no planejamento energético de longo prazo.

Seguindo esse panorama de planejamento orientado à estabilidade do sistema elétrico, a exploração do potencial eólico em ambiente marinho surge não apenas como um complemento à geração terrestre, mas como uma alternativa estratégica para contornar limitações geográficas, ambientais e técnicas associadas à expansão *onshore*. Sob essa perspectiva, a geração de energia eólica *offshore* tem sido apontada como uma das fontes renováveis mais promissoras, especialmente em função de sua proximidade a grandes centros consumidores e de sua capacidade de contribuir para o atendimento da demanda energética em médio e longo prazos (Pinto, 2023).

A caracterização da energia eólica *offshore* como alternativa estratégica encontra respaldo em

sua trajetória de consolidação tecnológica, iniciada ainda na década de 1990, com destaque para a Europa Setentrional como principal berço de desenvolvimento. Países como Dinamarca, Reino Unido e Alemanha foram pioneiros na implementação de parques eólicos em alto-mar, transformando o potencial dos ventos marítimos em uma frente estratégica para a geração de eletricidade em escala global (Nascimento et al., 2025).

Nesse contexto de pioneirismo europeu, destaca-se o *Vindeby Offshore Wind Park*, instalado na Dinamarca em 1991, composto por 11 turbinas de 450 kW cada, totalizando 4,95 MW de capacidade instalada. Concebido como um projeto piloto, o empreendimento teve como objetivo central validar a viabilidade técnica e operacional da geração eólica em ambiente marítimo, tendo operado de forma contínua por aproximadamente 25 anos. A experiência acumulada em *Vindeby* estabeleceu um marco para o setor, servindo como referência tecnológica e operacional e contribuindo diretamente para a consolidação e posterior expansão da matriz eólica *offshore* em escala global (CERUTTI, 2023).

Em contraste com a trajetória consolidada observada na Europa, o Brasil apresenta um cenário distinto, marcado por elevado potencial natural ainda pouco explorado. O país possui uma extensa faixa costeira de aproximadamente 8.000 km ao longo do Oceano Atlântico, cujas condições de vento indicam elevada aptidão para a geração de energia eólica em ambiente *offshore*. Apesar dessas características favoráveis, a exploração desse potencial permanece incipiente, evidenciando a existência de desafios técnicos, econômicos e regulatórios que condicionam a implantação de projetos eólicos *offshore* no contexto nacional (Silva, 2024).

Entre os fatores que reforçam o elevado potencial brasileiro para a geração eólica *offshore*, destaca-se a elevada velocidade e maior regularidade dos ventos em alto-mar, associadas à ausência de obstáculos físicos, como rugosidade do solo, relevo acidentado e áreas urbanizadas. Essas condições favorecem um desempenho energético superior em comparação à geração terrestre, refletindo-se em maiores fatores de capacidade e previsibilidade operacional. Ademais, a exploração desse recurso renovável configura-se como uma alternativa estratégica para a diversificação da matriz elétrica nacional, contribuindo para o fortalecimento da segurança energética e para o avanço do país em direção a uma transição energética de baixo carbono (Petrobras, 2024).

Nesse contexto, a geração eólica *offshore* distingue-se por combinar elevada disponibilidade de recurso e maior fator de capacidade, decorrentes das condições favoráveis dos ventos marítimos, com um elevado potencial de escalabilidade em larga escala. Tais características ampliam sua atratividade no planejamento energético de longo prazo, sobretudo em sistemas que demandam fontes renováveis com maior previsibilidade operacional. Ademais, estudos recentes indicam que, à medida que a tecnologia amadurece e as cadeias produtivas se consolidam, os custos associados à geração *offshore* tornam-se progressivamente mais competitivos, ao mesmo tempo em que estimulam o desenvolvimento regional por meio da mobilização de cadeias industriais intensivas em

capital e tecnologia (SCHOR, 2023).

Do ponto de vista técnico, a experiência consolidada do Brasil na engenharia *offshore*, desenvolvida ao longo de décadas de exploração de petróleo e gás em águas profundas, constitui uma base técnica e institucional relevante para a implantação de parques eólicos em ambiente marinho. Essa trajetória favorece a transição e o reaproveitamento de competências industriais, especialmente nas áreas de engenharia naval, construção de estruturas *offshore*, logística marítima e operação em condições oceânicas adversas, reduzindo incertezas técnicas e riscos de implantação associados a projetos eólicos *offshore* (Nascimento et al., 2025).

Segundo o mesmo autor, a viabilidade técnica e econômica de parques eólicos *offshore* está diretamente associada à escolha adequada das fundações das turbinas, uma vez que essas estruturas condicionam não apenas o desempenho estrutural, mas também os custos de implantação, operação e manutenção dos empreendimentos. A seleção da tipologia de fundação depende de fatores como profundidade da lâmina d'água, características geotécnicas do solo marinho, condições meteoceanográficas e grau de maturidade tecnológica, tornando essa etapa um elemento central no planejamento de projetos eólicos em ambiente marinho.

Com o objetivo de sistematizar essas soluções e facilitar a análise comparativa, o Quadro 1 apresenta as principais tipologias de fundações *offshore*, suas características estruturais, faixas de profundidade e níveis de maturidade tecnológica.

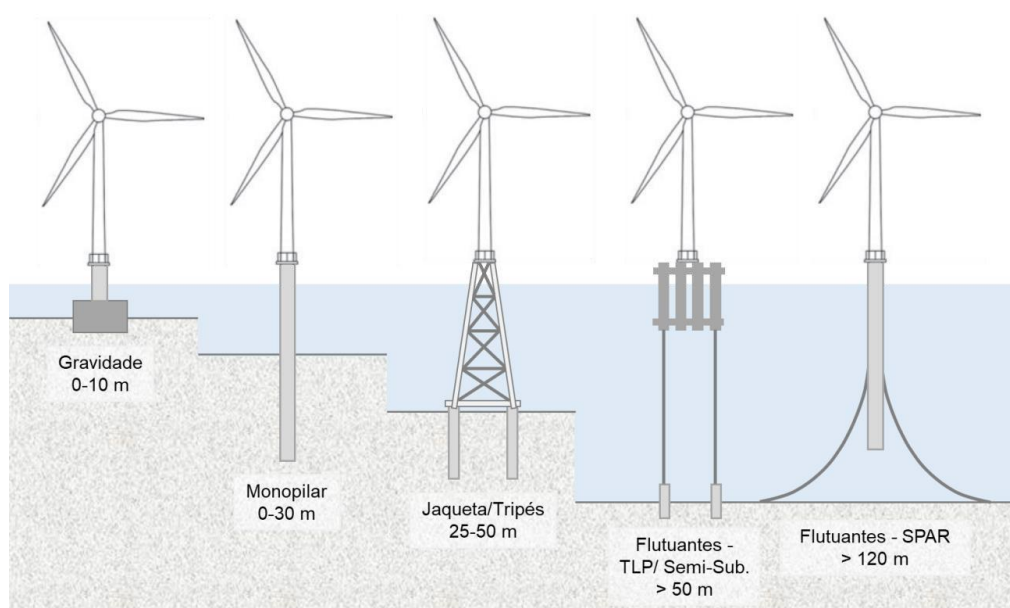
Quadro 1 - Principais Tipologias de Fundações para Parques Eólicos *Offshore*

Tipologia de Fundação	Faixa de Profundidade (m)	Características Principais	Maturidade Tecnológica
<i>Monopile</i>	até ~30	Estrutura tubular cravada no solo	Alta
<i>Jacket</i>	30 – 60	Estrutura treliçada metálica	Alta
<i>Tripod / Tripile</i>	30 – 50	Estruturas com múltiplos apoios	Média
<i>Gravity Base</i>	até ~30	Base apoiada por peso próprio	Média
<i>Floating</i> (flutuante)	> 60	Estrutura ancorada, não fixada ao fundo	Baixa a média

Fonte: Elaboração própria, com base em Nascimento et al. (2025)

O Quadro 1 apresenta as principais tipologias de fundações para parques eólicos *offshore*, destacando soluções como *monopile*, *jacket*, *tripod/tripile*, *gravity* base e estruturas flutuantes, cada uma associada a diferentes faixas de profundidade, características estruturais e níveis de maturidade tecnológica; essa classificação é complementada pela Figura 1, que ilustra visualmente a aplicação dessas fundações ao longo do gradiente de profundidade marítima, evidenciando a transição desde soluções fixas em águas rasas (como monopiles e gravity base, até cerca de 30 m) até estruturas mais complexas e adaptáveis em maiores profundidades (como jackets entre 30 e 60 m e sistemas flutuantes acima de 60 m).

Figura 1 - Tipos de fundações de turbinas eólicas *offshore* e profundidades de aplicação



Fonte: (Aguilera, 2020)

Nesse contexto, considerando o processo de transição de competências industriais, destacam-se as fundações do tipo *gravity base*, construídas em concreto armado e apoiadas diretamente sobre o fundo marinho, por apresentarem vantagens relevantes ao cenário brasileiro, como simplicidade construtiva, elevada estabilidade estrutural e menor dependência de operações de cravação; além disso, essa tipologia dialoga diretamente com a capacidade industrial nacional e com a experiência já consolidada na execução de grandes estruturas *offshore*, reforçando seu potencial estratégico, conforme discutido na literatura e observado em projetos recentes.

Essa tipologia apresenta vantagens relevantes para o contexto brasileiro, tais como a simplicidade construtiva, a elevada estabilidade estrutural e a reduzida dependência de sistemas de cravação. Tais aspectos dialogam diretamente com a capacidade industrial nacional e com a experiência acumulada do país na execução de grandes estruturas *offshore*. Essas características são amplamente discutidas na literatura europeia e observadas em projetos recentes, como o *ELISA Technology* (ESTEYCO, 2024; Nascimento et al., 2025).

Do ponto de vista técnico-operacional, embora os empreendimentos eólicos *offshore* apresentem custos iniciais de implantação mais elevados em comparação aos projetos *onshore*, esse diferencial tende a ser compensado ao longo do ciclo de vida das instalações. A maior produtividade energética, associada à estabilidade e intensidade dos ventos em alto-mar, resulta em fatores de capacidade significativamente superiores. Estimativas recentes indicam que turbinas eólicas *offshore* apresentam fator de capacidade médio entre 45% e 55%, enquanto projetos *onshore* situam-se, em geral, entre 30% e 35% (Almeida, 2025). Ademais, a vida útil das instalações *offshore* pode superar 25 anos, contribuindo para a diluição dos custos ao longo do tempo e para a melhoria da viabilidade econômica dos empreendimentos.

Dessa forma, a consolidação da energia eólica *offshore* resulta da convergência entre avanços tecnológicos, escolhas estruturais adequadas e ganhos operacionais ao longo do ciclo de vida dos empreendimentos. A análise das tipologias de fundações e de seus impactos técnicos e econômicos evidencia que a viabilidade desses projetos não se limita à disponibilidade do recurso eólico, mas envolve decisões estratégicas de planejamento e integração industrial, especialmente relevantes para países com amplo potencial ainda não explorado, como o Brasil.

2.3 Governança Ambiental e Conflitos Socioambientais na Expansão da Energia Eólica *Offshore*

A noção de equilíbrio entre desenvolvimento econômico e preservação ambiental tem orientado o discurso das políticas públicas contemporâneas, especialmente em contextos de exploração intensiva de recursos naturais. Contudo, esse equilíbrio constitui menos um objetivo empiricamente verificável e mais uma construção normativa que tende a ocultar conflitos estruturais entre crescimento econômico, apropriação territorial e limites ecológicos. Nesse cenário, a governança ambiental, materializada em instrumentos como o Licenciamento ambiental e a Avaliação de Impacto Ambiental (AIA), é frequentemente apresentada como solução técnica capaz de compatibilizar interesses divergentes.

No entanto, a eficácia desses mecanismos permanece condicionada a assimetrias institucionais e relações de poder que limitam sua capacidade de fiscalização, controle e efetiva incorporação dos princípios dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), frequentemente apropriados de forma retórica e despolitizada (SILVEIRA; PEREIRA, 2023).

Nesse contexto, a transição energética emerge como eixo central das estratégias estatais de enfrentamento da crise climática. O Brasil, cuja matriz elétrica apresenta elevada participação de fontes renováveis em comparação à média global, é frequentemente citado como caso de sucesso. Todavia, as projeções do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 indicam que a descarbonização da economia e a crescente eletrificação do consumo demandarão uma expansão expressiva da oferta energética até 2050 (EPE, 2024). A incorporação de fontes complementares,

como a energia eólica *offshore*, passa a ser tratada como estratégica para a segurança energética nacional.

Entretanto, essa racionalidade macroestrutural tende a invisibilizar conflitos territoriais, uma vez que a ocupação de novos espaços marítimos redefine usos de bens comuns e pode comprometer a segurança territorial, os modos de vida e os direitos de populações locais e comunidades tradicionais (CNI, 2023; EPE, 2024).

Estudos recentes apontam que a expansão da energia eólica *offshore* no Brasil pode gerar sobreposições espaciais significativas com áreas tradicionalmente utilizadas por comunidades pesqueiras artesanais, configurando potenciais conflitos territoriais e socioambientais. Análises baseadas em cartografia social demonstram que áreas destinadas a empreendimentos eólicos coincidem com territórios de pesca de uso recorrente, revelando tensões entre o planejamento energético nacional e as dinâmicas socioespaciais locais (SILVA; BRANNSTROM; XAVIER, 2025). Os mesmos autores ainda evidenciam que a utilização do *counter-mapping* com pescadores artesanais no litoral do Ceará revela sobreposições substanciais entre projetos eólicos *offshore* e zonas de pesca tradicional, destacando a necessidade de incorporar abordagens participativas e critérios de justiça socioambiental no planejamento setorial.

No contexto brasileiro, pesquisas empíricas demonstram que tais sobreposições afetam diretamente o acesso aos territórios pesqueiros, a organização do trabalho e a reprodução social das comunidades artesanais, reforçando a necessidade de processos participativos e de reconhecimento dos usos tradicionais do mar no planejamento *offshore* (Silva, 2024). As principais tipologias de conflitos associadas à sobreposição entre geração de energia, pesca, navegação e conservação marinha estão sistematizadas no Quadro 2

Quadro 2 - Principais Conflitos Socioambientais no Uso do Espaço Marinho

Uso do mar	Tipo de conflito	Grupos mais afetados
Geração de energia	Exclusão de áreas marítimas	Pescadores artesanais
Pesca artesanal	Restrição de acesso e deslocamento	Comunidades costeiras
Navegação comercial	Interferência em rotas	Setor portuário
Conservação marinha	Pressão sobre áreas sensíveis	Ecossistemas costeiros

Fonte: Elaboração própria, com base em Silva e Scherer (2024).

A literatura crítica sobre justiça ambiental e transição energética evidencia que os processos de descarbonização estão longe de ser socialmente neutros. Quando orientada prioritariamente por metas tecnocráticas, eficiência econômica e interesses corporativos, a transição energética tende a concentrar benefícios e a redistribuir riscos e impactos socioambientais de forma desigual. Milanez e Santos (2024) argumentam que a expansão das energias renováveis no Brasil pode configurar uma

“nova fronteira extrativa”, na qual territórios periféricos e populações historicamente marginalizadas passam a absorver os custos ambientais e sociais da transição sem acesso proporcional aos seus benefícios econômicos, políticos ou energéticos. Sob o discurso da sustentabilidade, reproduzem-se, assim, dinâmicas de espoliação e aprofundamento de desigualdades estruturais.

No caso da costa do RJ e ES, a perspectiva de implantação de parques eólicos *offshore* aponta para a possibilidade de reprodução dessas assimetrias, uma vez que os impactos tendem a incidir sobre comunidades costeiras e pesqueiras, enquanto os benefícios econômicos e decisórios permanecem concentrados em atores empresariais e instâncias estatais centrais.

Diante desses conflitos, o Planejamento Espacial Marinho (PEM) tem sido apresentado como instrumento central para ordenar os usos do espaço marinho e mitigar impactos socioambientais decorrentes da expansão de atividades econômicas. Entretanto, a literatura recente adverte que o PEM não deve ser compreendido apenas como ferramenta técnica de planejamento territorial, mas como uma arena política marcada por disputas entre interesses estatais, corporativos e comunitários (GIAMETTI et al., 2023).

Na ausência de mecanismos efetivos de participação social, transparência decisória e reconhecimento dos direitos territoriais, o planejamento tende a operar como instrumento de legitimação de decisões previamente orientadas por agendas econômicas dominantes, esvaziando seu potencial transformador. No caso do Planejamento Espacial Marinho (PEM) em elaboração no Brasil, embora o Decreto nº 12.491/2025 institua o PEM e preveja a participação social e a transparência no processo decisório (BRASIL, 2025).

A construção de documentos de visão e princípios em 2023 e a continuidade das fases de desenvolvimento em 2024-2025 indicam que tais mecanismos ainda estão em consolidação e exigem maior aprofundamento e operacionalização (CIRM/MMA, 2025).

Estudos técnicos também mostram que o PEM, concebido como instrumento de gestão integrada e sustentável da Amazônia Azul, enfrenta desafios institucionais para assegurar participação efetiva das comunidades costeiras e a articulação entre múltiplos usos do espaço marítimo (ANDRADE; CARVALHO, 2025). As diretrizes nacionais para o Planejamento Espacial Marinho reconhecem, em seu marco normativo, a necessidade de integração entre conservação ambiental, desenvolvimento econômico e justiça social (BRASIL, 2024).

Contudo, a distância entre o arcabouço normativo e sua implementação concreta revela limites institucionais persistentes, expressos na fragmentação das competências estatais, nas assimetrias de poder entre os atores envolvidos e na fragilidade dos mecanismos de participação social. A consolidação de uma transição energética justa no Brasil requer, assim, o reconhecimento do caráter político da sustentabilidade, integrando a justiça ambiental, a participação social qualificada e a proteção dos territórios tradicionais como elementos centrais, e não periféricos, das políticas de descarbonização.

Em síntese, a transição energética no Brasil, frequentemente apresentada como resposta técnica à crise climática, constitui um processo essencialmente político, atravessado por disputas territoriais e pela distribuição desigual de riscos e benefícios. A expansão de fontes renováveis, como a energia eólica *offshore*, evidencia que a sustentabilidade não pode ser reduzida à eficiência tecnológica ou à redução de emissões, sob pena de reproduzir lógicas extrativistas historicamente consolidadas. A construção de uma transição energética justa exige, portanto, o enfrentamento da racionalidade tecnocrática dominante e o fortalecimento de arranjos institucionais que garantam participação social efetiva, reconhecimento dos direitos territoriais e centralidade da justiça ambiental nos processos decisórios (MILANEZ; SANTOS, 2024; GIAMETTI et al., 2023).

2.4 Evolução da Energia Eólica *Onshore* no Brasil como Base para Expansão *Offshore*

A energia eólica *onshore* tem desempenhado um papel crescente e estratégico na matriz elétrica brasileira, consolidando-se como uma das principais fontes renováveis do país. De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a geração eólica atingiu aproximadamente 107,7 TWh em 2024, representando cerca de 14,3% da geração total de eletricidade no Brasil (EPE, 2025). Esse resultado posiciona a fonte como uma das mais relevantes dentro da matriz elétrica, atrás apenas da geração hidrelétrica.

Além disso, a participação conjunta das fontes eólica e solar alcançou 23,7% da geração elétrica nacional em 2024, evidenciando o avanço das fontes renováveis variáveis no país (EPE, 2025). Esse crescimento contribui diretamente para a elevada renovabilidade da matriz elétrica brasileira, que atingiu 88,2% em 2024, um dos maiores índices do mundo (EPE, 2025).

No que se refere à capacidade instalada, dados da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) indicam que o Brasil ultrapassou 34 GW de potência eólica instalada até 2024, distribuídos em mais de mil empreendimentos (ANEEL, 2025). Observa-se forte concentração regional no Nordeste, responsável por cerca de 90% da capacidade instalada, com destaque para estados como Bahia e Rio Grande do Norte, que apresentam condições de vento favoráveis e elevados fatores de capacidade.

Do ponto de vista operacional, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) destaca que a geração eólica tem contribuído de forma significativa para a segurança energética do Sistema Interligado Nacional (SIN), especialmente pela complementaridade com a geração hidrelétrica, reduzindo a necessidade de despacho térmico em períodos de menor afluência hídrica (ONS, 2024). Em determinados momentos, a geração eólica já ultrapassou 20% da carga instantânea do sistema, evidenciando sua relevância crescente na operação do sistema elétrico.

A expansão da energia eólica no Brasil também está associada à maturidade da cadeia produtiva nacional, ao desenvolvimento de infraestrutura logística e portuária e à realização de leilões de energia que garantiram previsibilidade ao setor nas últimas décadas. Como resultado, a fonte

apresenta elevada competitividade econômica, com custos reduzidos e forte inserção no mercado regulado e livre.

Nesse contexto, o desenvolvimento da energia eólica *onshore* no Brasil evidencia não apenas a competitividade da fonte na matriz elétrica nacional, mas também a consolidação de capacidades industriais, regulatórias e operacionais que constituem uma base relevante para a expansão da geração eólica *offshore*, ainda em estágio inicial no país.

2.5 Fundamentos da Análise Econômica de Projetos Eólicos *Offshore*

A análise econômica constitui um dos eixos centrais para a viabilidade e a implementação estratégica de projetos de energia eólica *offshore*, especialmente em países em desenvolvimento que buscam diversificar suas matrizes energéticas de forma sustentável. No contexto brasileiro, a avaliação da competitividade dessa fonte não se restringe à dimensão financeira, mas assume papel relevante como subsídio às decisões de governança climática e energética, em consonância com compromissos internacionais de mitigação das emissões de gases de efeito estufa e de transição para uma economia de baixo carbono (Melo et al., 2025).

O desempenho econômico desses empreendimentos está diretamente associado à integração entre aspectos técnicos, econômicos e institucionais. Em razão do elevado investimento inicial e da complexidade logística inerente ao ambiente marítimo, a avaliação da viabilidade técnico-econômica configura-se como etapa essencial para a tomada de decisão, orientando tanto o planejamento dos projetos quanto sua atratividade para investidores e formuladores de políticas públicas (Almeida, 2025).

A literatura especializada aponta a utilização de indicadores econômicos consolidados como instrumentos fundamentais para a avaliação de projetos de geração de energia. Esses indicadores permitem analisar a competitividade, a rentabilidade e o risco dos empreendimentos, além de possibilitar comparações entre diferentes tecnologias e contextos regionais. Conforme sintetizado na Tabela 1, são evidenciadas as diferenças estruturais entre projetos *onshore* e *offshore* e o papel da redução de custos associada ao avanço tecnológico e às economias de escala.

Tabela 1 - Indicadores Econômicos Utilizados na Avaliação de Projetos Eólicos *Offshore*

Critério de Comparação	Eólica <i>Onshore</i> (Terra)	Eólica <i>Offshore</i> (Mar)	Fonte de Referência
CAPEX (Investimento Inicial)	US\$ 1.100 - 1.300/kW (Médio)	US\$ 3.000 - 4.500/kW (Elevado)	IRENA (2023)
Fator de Capacidade	30% a 45%	45% a 60% (Mais constante)	GWEC (2024)
LCOE (Custo Nivelado)	US\$ 33 - 50/MWh (Já competitivo)	US\$ 75 - 120/MWh (Em queda)	EPE (2022) / BNEF (2023)
Escala da Turbina	4 MW - 7 MW	12 MW - 15 MW+	NREL (2023)
Custos de O&M (Operação)	Menor (Acesso facilitado)	2 a 3x maior (Logística marítima)	IRENA (2023)
Impacto no Brasil	Maturidade e baixo custo	Potencial de 700 GW, mas sem marco legal	EPE (2021) / SENAI (2024)

Fonte: Adaptado de Almeida (2025).

Os custos associados à energia eólica *offshore* representam um dos principais fatores condicionantes de sua viabilidade econômica, sendo tradicionalmente classificados em custos de capital (CAPEX) e custos operacionais (OPEX). Essa distinção permite compreender a estrutura de investimentos e despesas ao longo da vida útil do empreendimento, bem como os principais desafios econômicos associados à implantação de projetos em ambiente marítimo (França dos Anjos; Fleury; Guedes, 2024).

O CAPEX engloba os investimentos iniciais necessários para a implantação do parque eólico, enquanto o OPEX corresponde aos custos recorrentes de operação e manutenção ao longo do tempo. O Quadro 3 apresenta uma síntese conceitual desses componentes, em nível compatível com o caráter teórico deste capítulo.

Quadro 3- Estrutura Geral de Custos em Projetos Eólicos *Offshore*

Tipo de Custo	Principais Componentes
CAPEX	Aerogeradores, fundações marítimas, sistemas de transmissão, infraestrutura portuária, logística especializada, licenciamento ambiental e estudos técnicos
OPEX	Operação e manutenção, monitoramento remoto, logística marítima, mão de obra especializada, seguros e conformidade regulatória

Fonte: Adaptado de França dos Anjos, Fleury e Guedes (2024).

De modo geral, os projetos *offshore* apresentam CAPEX significativamente superior ao observado em empreendimentos *onshore*, em função do porte dos equipamentos, das exigências técnicas das fundações e da complexidade logística. O OPEX, embora mais previsível ao longo do tempo, permanece elevado devido às condições adversas do ambiente marítimo e à necessidade de operações especializadas.

Embora a energia eólica *offshore* apresente custos superiores aos da eólica *onshore*, especialmente em termos de CAPEX e OPEX, ela se destaca por fatores como maior fator de capacidade, regime de ventos mais estável e possibilidade de utilização de aerogeradores de grande porte.

A viabilidade econômica desses projetos não pode ser avaliada de forma dissociada de seus condicionantes institucionais, territoriais e regulatórios, especialmente em países como o Brasil, onde o setor ainda se encontra em fase de consolidação. Nesse sentido, a aplicação de indicadores econômicos consolidados, articulada às especificidades regionais e às diretrizes de governança energética, constitui etapa fundamental para avaliar o potencial de implantação da energia eólica *offshore* no contexto do litoral Sudeste, em particular nos estados do Rio de Janeiro e do Espírito Santo (Dantas, 2023).

Assim, a análise econômica constitui uma ferramenta indispensável para compreender a competitividade da energia eólica *offshore*, permitindo integrar aspectos técnicos, institucionais e financeiros que condicionam a expansão dessa tecnologia no contexto brasileiro

2.6 Potencial Técnico e Viabilidade Econômica da Energia Eólica *Offshore* no Brasil

A análise do potencial técnico e da viabilidade econômica da energia eólica *offshore* no Brasil é essencial para avaliar a real possibilidade de inserção dessa fonte na matriz elétrica nacional. Considerando a extensa costa brasileira e a qualidade do recurso eólico em alto-mar, estudos recentes têm buscado quantificar a capacidade instalável e estimar custos de geração, indicando que, embora o país apresente elevado potencial técnico, a consolidação econômica da tecnologia ainda depende

de avanços regulatórios, tecnológicos e estruturais.

Um estudo de Ozato et al. (2023) propõe uma análise econômica baseada *no Levelized Cost of Energy* (LCOE) com abordagem estocástica para parques eólicos *offshore* localizados em cinco pontos da costa brasileira, mostrando que fatores como regime tributário e localização geográfica influenciam fortemente o LCOE e os riscos financeiros de investimentos, e que a região Nordeste apresenta os maiores potenciais comparativos em termos de competitividade econômica (Ozato et al., 2023).

Vinhoza, Lucena e Rochedo (2023) estimam o potencial de capacidade instalável em cerca de 875,7 GW ao longo das costas Nordeste, Sudeste e Sul, com curvas de oferta que resultam em LCOE variando entre 86,5 USD/MWh e 243,4 USD/MWh, reforçando que o Brasil possui um grande recurso técnico ainda não explorado e que os custos podem ser competitivos internacionalmente conforme reduções tecnológicas e ganhos de escala sejam alcançados (Vinhoza; Lucena; Rochedo, 2023).

Do ponto de vista da disponibilidade do recurso, avaliações como as de Assis Tavares et al. (2020) mostram que a maior parte do potencial eólico se encontra em águas com profundidades superiores a 50 m e que, mesmo com restrições técnicas e ambientais, o recurso encontrado ao longo da zona costeira brasileira é substancial e favorece o aproveitamento de tecnologias *offshore* avançadas (de Assis Tavares et al., 2020).

Estudos adicionais ampliam essa perspectiva ao destacar a complementaridade entre a geração eólica *offshore* e outras fontes no sistema elétrico nacional, apontando que a variabilidade temporal do vento em alto mar pode reduzir a dependência de fontes térmicas e criar sinergias operativas com a matriz predominantemente hidro/renovável do país (Nogueira; Moraes; Pereira Jr., 2023).

Em conjunto, esses trabalhos demonstram que o Brasil possui um vasto potencial técnico de eólica *offshore* e que a viabilidade econômica dessa fonte, embora ainda dependente de fatores como redução de custos, políticas regulatórias e incentivos, é uma área de estudo ativa e promissora para integrar as futuras estratégias energéticas nacionais.

2.7 Energia Eólica *Offshore* e *Curtailment*

A expansão da energia eólica *offshore* tem desempenhado papel crescente na transição energética mundial devido ao elevado potencial dos recursos eólicos marinhos e à possibilidade de obtenção de fatores de capacidade superiores aos observados em parques terrestres. Segundo a *International Energy Agency* (IEA, 2023), os avanços tecnológicos associados ao aumento da potência dos aerogeradores, ao desenvolvimento de fundações flutuantes e à redução dos custos de geração têm contribuído para a consolidação da energia eólica *offshore* como uma das principais alternativas para a descarbonização dos sistemas elétricos. Além disso, a crescente participação dessa fonte na matriz energética mundial exige uma maior integração entre os sistemas de geração e a infraestrutura de

transmissão, tornando o planejamento da expansão um aspecto fundamental para garantir a confiabilidade do sistema.

Entretanto, a elevada participação de fontes renováveis variáveis pode aumentar a ocorrência do fenômeno conhecido como *curtailment*, definido como a redução ou interrupção da geração de energia mesmo na presença de recurso energético disponível. De acordo com a International Energy Agency (IEA, 2023), o *curtailment* está associado principalmente a limitações da rede de transmissão, excesso temporário de geração e restrições operativas necessárias para garantir a segurança do sistema elétrico. Dessa forma, a energia produzida não é integralmente aproveitada, resultando em perdas econômicas e redução do potencial efetivo de geração.

Estudos recentes indicam que a incidência de *curtailment* tende a aumentar à medida que cresce a participação das fontes renováveis na matriz elétrica. Seo, Choi e Lim (2024) destacam que, em sistemas com elevada penetração de energia eólica, mecanismos de controle e estratégias operacionais adequadas são fundamentais para minimizar os impactos dos cortes de geração e preservar a estabilidade da frequência do sistema. Nesse contexto, a expansão da infraestrutura de transmissão, o desenvolvimento de sistemas de armazenamento de energia e o aumento da flexibilidade operativa são apontados como medidas essenciais para reduzir a ocorrência de *curtailment* e favorecer a integração eficiente da energia eólica *offshore* aos sistemas elétricos modernos.

3. Metodologia

“A ciência não é apenas um corpo de conhecimento, mas um método de investigação que nos permite compreender o mundo de maneira sistemática e fundamentada.” Carl Sagan

Este estudo caracteriza-se como uma pesquisa aplicada, de natureza interdisciplinar, com abordagem qualitativa e quantitativa, alinhada às demandas contemporâneas de investigação no campo das energias renováveis. A adoção dessa abordagem decorre da necessidade de analisar, de forma integrada, os aspectos regulatórios, técnicos, energéticos e econômicos associados à implantação de parques eólicos *offshore* no Brasil.

A estratégia metodológica estrutura-se em três frentes complementares:

- Abordagem qualitativa (exploratória e descritiva): voltada à análise dos marcos regulatórios nacionais e internacionais, bem como dos principais desafios socioambientais associados à eólica *offshore*. Essa etapa fundamenta-se na revisão sistemática da literatura e na perspectiva histórica das transições energéticas, permitindo a identificação de tendências, entraves institucionais e oportunidades de inovação no setor.
- Abordagem quantitativa (técnica e econômica): direcionada à estimativa do potencial energético *offshore* e à avaliação da viabilidade econômica dos empreendimentos, a partir de indicadores técnicos (velocidade do vento, Energia Anual Produzida e fator de capacidade) e econômicos (CAPEX, OPEX e custo nivelado da energia).
- Procedimentos metodológicos: organizados em três etapas sequenciais:
 - i. Estimativa do potencial técnico de geração de energia eólica *offshore*, a partir de dados de velocidade do vento obtidos da reanálise ERA5, permitindo o cálculo da produção anual de energia e do fator de capacidade para os pontos selecionados na Bacia de Campos;
 - ii. Análise do marco regulatório frente ao cenário internacional, com base em pesquisa documental e bibliográfica. Foram examinados documentos normativos, políticas públicas, instrumentos de planejamento marítimo e modelos de governança adotados por países com experiência consolidada em energia eólica *offshore*, como Reino Unido, Alemanha, Dinamarca, Países Baixos e China, buscando identificar boas práticas, desafios regulatórios e oportunidades de aprimoramento para o contexto brasileiro;
 - iii. Avaliação da viabilidade técnico-econômica dos pontos analisados, integrando os resultados energéticos obtidos aos indicadores econômicos adotados no estudo, incluindo investimentos iniciais, custos operacionais e métricas de desempenho

econômico.

A coleta de dados foi realizada de forma sistemática, integrando fontes bibliográficas, documentais, governamentais e setoriais. A fundamentação teórica baseou-se em artigos científicos de alto impacto e em marcos regulatórios nacionais e internacionais. Dados técnicos e de mercado foram obtidos junto a instituições como ANEEL, MME e ONS, além de organismos internacionais, como a *International Energy Agency* (IEA) e o *Global Wind Energy Council* (GWEC), permitindo uma análise comparativa em escala global.

Essa abordagem interdisciplinar confere robustez à pesquisa, oferecendo subsídios técnicos e analíticos para a formulação de políticas públicas e estratégias de desenvolvimento da eólica *offshore* no Brasil.

3.1 Metodologia para Análise Regulatória

A análise regulatória foi conduzida por meio de pesquisa documental comparativa, com abordagem qualitativa, visando identificar os principais instrumentos normativos, institucionais e de governança associados ao desenvolvimento da energia eólica *offshore*. O procedimento metodológico baseou-se na análise sistemática de legislações, decretos, resoluções, documentos de planejamento energético, relatórios técnicos e publicações institucionais relacionadas ao setor.

No contexto brasileiro, foram analisados documentos produzidos por órgãos responsáveis pela formulação, regulação e fiscalização das atividades energéticas e ambientais, incluindo o Ministério de Minas e Energia (MME), a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e a Marinha do Brasil. A análise concentrou-se nos procedimentos de cessão de uso de áreas marítimas, licenciamento ambiental, conexão ao sistema elétrico, planejamento energético e articulação institucional necessária à implantação de empreendimentos eólicos *offshore*.

Para a comparação internacional, foram selecionados Reino Unido, Dinamarca, Alemanha, Estados Unidos e China, países que representam diferentes estágios de maturidade do setor e distintos modelos de governança para o desenvolvimento da energia eólica *offshore*. A seleção considerou critérios como capacidade instalada, relevância no mercado global, experiência regulatória acumulada e diversidade de instrumentos de incentivo e planejamento.

A análise comparativa foi estruturada a partir de cinco dimensões: (i) governança institucional e distribuição de competências; (ii) procedimentos de licenciamento ambiental; (iii) mecanismos de cessão e ordenamento das áreas marítimas; (iv) instrumentos de incentivo econômico e modelos de contratação de energia; e (v) integração entre planejamento energético e planejamento espacial marinho. A partir dessas categorias, foram identificadas convergências, divergências e boas práticas regulatórias, permitindo avaliar o grau de maturidade do arcabouço brasileiro frente às experiências internacionais e subsidiar recomendações para o desenvolvimento da energia eólica *offshore* no país.

3.2 Estrutura Metodológica da Estimativa do Potencial Energético *Offshore*

A metodologia adotada para a estimativa do potencial energético eólico *offshore* foi baseada na proposta metodológica apresentada por Gomes et al. (2019), com adaptações relacionadas à área de estudo, às bases de dados meteorológicos utilizadas e aos procedimentos de processamento computacional empregados na pesquisa.

Para a caracterização do regime de ventos, foram utilizados dados da reanálise atmosférica ERA5 (*European Centre for Medium-Range Weather Forecasts Reanalysis v5*), disponibilizados pelo *Copernicus Climate Change Service* (C3S) por meio do *Copernicus Climate Data Store* (CDS) (Hersbach et al., 2020). O ERA5 constitui a quinta geração de reanálises climáticas produzidas pelo *European Centre for Medium-Range Weather Forecasts* (ECMWF), fornecendo estimativas consistentes de variáveis atmosféricas em escala global, com elevada resolução espacial e temporal. Em virtude de sua robustez metodológica, ampla cobertura temporal e qualidade dos dados, essa base tem sido amplamente empregada em estudos climatológicos, meteorológicos e de avaliação do potencial energético eólico.

Foram selecionadas as variáveis correspondentes às componentes zonal (u_{100}) e meridional (v_{100}) da velocidade do vento a 100 metros de altura, considerando o período de 1996 a 2018, com resolução temporal horária. A extração dos dados foi realizada diretamente na plataforma do *Copernicus Climate Data Store*, utilizando o formato GRIB para armazenamento dos dados meteorológicos.

O processamento dos dados foi realizado em ambiente *Google Colab*, utilizando a linguagem de programação *Python* e as bibliotecas *xarray*, *numpy* e *pandas*. Inicialmente, os arquivos GRIB foram abertos e convertidos em estruturas matriciais multidimensionais. Posteriormente, a velocidade do vento foi calculada a partir da composição vetorial das componentes horizontais do vento. A velocidade do vento foi calculada por meio da seguinte relação:

$$V = \sqrt{(u^2 + v^2)}$$

em que:

- V representa a velocidade resultante do vento (m/s);
- u representa a componente zonal do vento;
- v representa a componente meridional do vento.

Após o processamento inicial, foram extraídas séries temporais mensais da velocidade média do vento para dez pontos *offshore* distribuídos ao longo da área de estudo. As séries temporais foram posteriormente utilizadas para análises estatísticas, avaliação da variabilidade temporal e aplicação de distribuições probabilísticas, como a distribuição de Weibull.

Cabe ressaltar que os resultados obtidos neste estudo possuem carácter exploratório e comparativo,

não se configurando como base para projetos executivos de implantação de parques eólicos *offshore*. Dessa forma, as estimativas realizadas devem ser interpretadas como indicadores de desempenho comparativo, adequados ao apoio ao planejamento energético e à formulação de políticas públicas.

Além disso, destaca-se a limitação relacionada à baixa disponibilidade de dados observacionais medidos em ambiente *offshore* na costa brasileira, especialmente em séries temporais extensas e contínuas. Em função dessa limitação, foram utilizados dados estimados provenientes de reanálises atmosféricas e bases batimétricas consolidadas internacionalmente, abordagem amplamente empregada em estudos científicos de potencial eólico *offshore*.

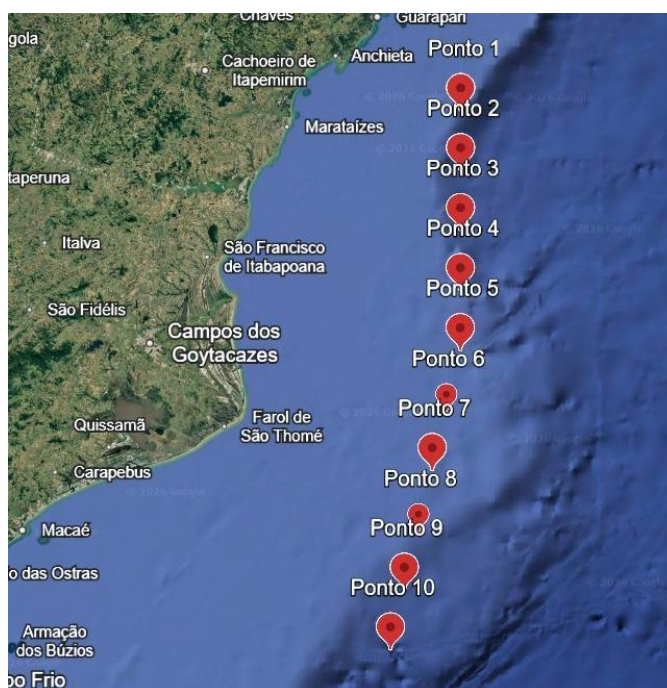
3.3 Definição da Área de Estudo

A área de estudo compreende a região *offshore* da Bacia de Campos, localizada no litoral norte do estado do Rio de Janeiro. A escolha dessa região fundamenta-se em seu elevado potencial eólico *offshore*, identificado em diversos estudos que apontam velocidades médias de vento favoráveis à geração de energia em áreas marítimas do Sudeste brasileiro. Além disso, a Bacia de Campos apresenta vantagens estratégicas relacionadas à proximidade dos principais centros consumidores de energia do país, à existência de infraestrutura portuária consolidada e à presença de uma extensa rede logística e energética desenvolvida historicamente para a indústria de petróleo e gás, fatores que podem favorecer a implantação e a operação de empreendimentos eólicos *offshore*. (CORIOLANO et al., 2022; SILVA et al., 2023; NOGUEIRA; MORAIS; PEREIRA, 2023).

A delimitação espacial da área foi realizada a partir de um quadrante oceânico compreendido entre as latitudes 21°S e 23°S e longitudes 40,5°W e 39°W, abrangendo exclusivamente áreas marítimas localizadas além da linha de costa.

Com o objetivo de representar espacialmente diferentes setores *offshore* da área analisada, foram definidos dez pontos representativos distribuídos ao longo da região marítima da Bacia de Campos, que estão apresentados na Figura 2. A seleção dos pontos considerou exclusivamente áreas oceânicas, buscando contemplar diferentes condições de vento e profundidade ao longo da plataforma continental externa e regiões adjacentes.

Figura 2 - Pontos distribuídos ao longo da costa do RJ



Fonte: Google Earth (2026)

As coordenadas geográficas dos pontos utilizados neste estudo são apresentadas na Tabela 2.

Tabela 2 - Coordenadas Geográficas dos Pontos Utilizados

Ponto	Latitude	Longitude
P1	-21.0	-40.20
P2	-21.2	-40.20
P3	-21.4	-40.20
P4	-21.6	-40.20
P5	-21.8	-40.20
P6	-22.0	-40.25
P7	-22.2	-40.30
P8	-22.4	-40.35
P9	-22.6	-40.40
P10	-22.8	-40.45

Fonte: Google Earth (2026)

A definição desses pontos permitiu avaliar a variabilidade espacial do regime de ventos *offshore* e das condições batimétricas da área de estudo, possibilitando análises comparativas entre diferentes profundidades oceânicas e setores marítimos da Baía de Campos.

Cabe ressaltar que os resultados obtidos neste estudo possuem caráter exploratório e

comparativo, não se configurando como base para projetos executivos de implantação de parques eólicos *offshore*. Dessa forma, as estimativas de produção de energia, fator de capacidade e custo nivelado da energia devem ser interpretadas como indicadores de desempenho comparativo, adequados ao apoio ao planejamento energético e à formulação de políticas públicas, e não como estimativas definitivas para o dimensionamento de empreendimentos específicos.

Além disso, destaca-se a limitada disponibilidade de séries históricas observacionais medidas em ambiente *offshore* na costa brasileira, especialmente para longos períodos temporais e em elevadas alturas associadas à operação de turbinas eólicas modernas. Em função dessa limitação, optou-se pela utilização de dados de reanálise atmosférica ERA5, amplamente empregados na literatura científica para estudos climatológicos e energéticos, permitindo a obtenção de estimativas espacialmente e temporalmente consistentes das condições de vento na região de estudo.

3.4 Formulação Matemática da Estimativa do Potencial Eólico *Offshore*

Esta seção apresenta a formulação matemática utilizada na estimativa do potencial energético eólico *offshore* e no cálculo da produção anual de energia, conforme os procedimentos metodológicos adotados neste estudo. As equações aqui reunidas seguem formulações estabelecidas na literatura científica e são organizadas de modo a garantir a reprodutibilidade dos resultados, a transparência dos cálculos e a coerência metodológica da análise.

3.4.1 Caracterização Estatística do Regime de Ventos: Distribuição De *Weibull*

A caracterização estatística do regime de ventos foi realizada por meio da Distribuição de Weibull, amplamente empregada em estudos de potencial eólico devido à sua capacidade de representar adequadamente a distribuição de frequências das velocidades do vento. Essa distribuição é particularmente adequada para dados anemométricos por descrever a probabilidade de ocorrência das diferentes classes de velocidade ao longo do período analisado (GUALTIERI; SECCI, 2012; EL KHACHINE et al., 2025).

A Distribuição de Weibull é definida por dois parâmetros: o parâmetro de forma (k) e o parâmetro de escala (c). O parâmetro de forma está associado à dispersão do regime de ventos; valores mais elevados de k indicam menor variabilidade e maior concentração das velocidades em torno da média, enquanto valores menores refletem maior irregularidade do regime eólico. O parâmetro de escala (c) está relacionado à velocidade característica do vento e apresenta forte correlação com a velocidade média observada, sendo um indicador da intensidade do recurso eólico disponível no local.

A partir desses parâmetros, é possível determinar a velocidade média do vento e caracterizar estatisticamente o regime eólico, permitindo avaliações mais consistentes do potencial energético disponível. Dessa forma, a Distribuição de Weibull possibilita não apenas a obtenção de valores

médios, mas também a descrição probabilística das velocidades do vento, aspecto fundamental para estimativas mais realistas da geração de energia. A função densidade de probabilidade é expressa pela Equação (2), amplamente utilizada em estudos de caracterização do regime de ventos (JUSTUS et al., 1978; GUALTIERI; SECCI, 2012):

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k\right] \quad (2)$$

Em que:

$f(v)$ é a função densidade de probabilidade da velocidade do vento;

v é a velocidade do vento (m/s);

k é o parâmetro de forma (adimensional);

c é o parâmetro de escala (m/s).

A velocidade média do vento pode ser expressa em função dos parâmetros da Distribuição de *Weibull*, conforme a Equação (3), conforme apresentado por Justus et al. (1978) e empregado por diversos autores em estudos de energia eólica:

$$\bar{v} = c \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (3)$$

Em que $\Gamma(\cdot)$ representa a função Gama, uma generalização do fatorial para números reais. Sua presença na expressão da média da Distribuição de *Weibull* decorre do cálculo do valor esperado da variável aleatória, que envolve a integração da função densidade de probabilidade ao longo do domínio das velocidades possíveis. Assim, a velocidade média do vento passa a depender simultaneamente dos parâmetros de forma (k) e de escala (c), refletindo de maneira mais consistente a estrutura estatística do regime eólico analisado.

Os parâmetros de Weibull obtidos na altura de referência h_1 foram extrapolados para a altura do cubo do aerogerador h_2 por meio da lei de potência aplicada aos parâmetros da distribuição, conforme descrito por Gualtieri e Secci (2012), com base na formulação originalmente proposta por Justus e Mikhail (1976).

O parâmetro de escala na altura h_2 foi calculado por:

$$c_2 = c_1 \left(\frac{h_2}{h_1}\right)^n \quad (4)$$

em que o expoente n é dado por:

$$n = \frac{0,37 - 0,088 \ln(c_1)}{1 - 0,088 \ln\left(\frac{h_1}{10}\right)} \quad (5)$$

O parâmetro de forma foi obtido por:

$$k^2 = k^1 \left[\frac{1 - 0,088 \ln\left(\frac{h_1}{10}\right)}{1 - 0,088 \ln\left(\frac{h_2}{10}\right)} \right] \quad (6)$$

em que:

- k_1 e c_1 correspondem aos parâmetros de Weibull na altura de referência h_1 ;
- k_2 e c_2 representam os parâmetros extrapolados para a altura do cubo do aerogerador h_2 ;
- n corresponde ao expoente da lei de potência;
- h_1 é a altura de medição dos dados;
- h_2 corresponde à altura do cubo do aerogerador.

A extrapolação dos parâmetros da Distribuição de Weibull para a altura de operação do aerogerador permite obter uma representação estatística do regime de ventos compatível com as condições efetivamente experimentadas pela turbina. Essa abordagem fornece subsídios para as etapas subsequentes de estimativa da potência disponível no vento, da produção anual de energia e do fator de capacidade do sistema eólico.

3.4.2 Potência Disponível no Vento

A potência teórica disponível no vento que atravessa a área varrida pelo rotor do aerogerador pode ser obtida a partir da energia cinética do escoamento do ar, conforme descrito por Manwell, McGowan e Rogers (2009) e Burton et al. (2011), sendo expressa pela Equação (7):

$$P(v) = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (7)$$

Em que:

$P(v)$ é a potência do vento associada à velocidade $v(W)$;

ρ é a densidade do ar (kg/m^3);

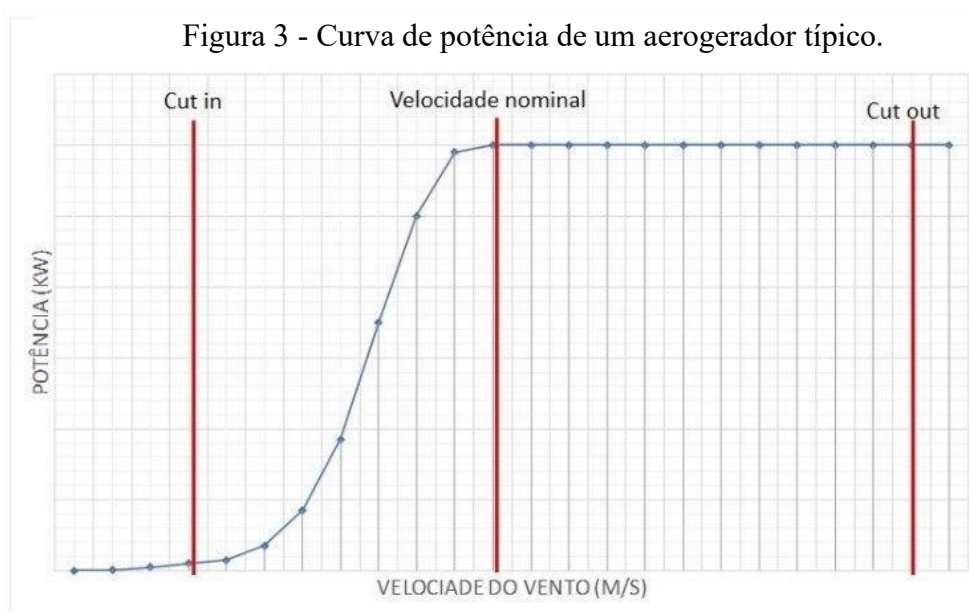
A é a área varrida pelo rotor (m^2);

v é a velocidade do vento (m/s).

A densidade do ar foi considerada constante e igual a $1,225 \text{ kg/m}^3$, correspondente às condições padrão ao nível do mar. Embora a densidade do ar varie com temperatura e pressão, essa aproximação é usual em estudos exploratórios de potencial eólico e não compromete a análise comparativa proposta.

3.4.3 Curva de Potência do Aerogerador

A potência gerada por um aerogerador é determinada por sua curva de potência, que relaciona a velocidade do vento à potência elétrica produzida, considerando os limites operacionais do equipamento. A geração inicia-se na velocidade de partida (*cut-in*), cresce até atingir a potência nominal e permanece aproximadamente constante até a velocidade de desligamento (*cut-out*), quando a operação é interrompida por razões de segurança. Como a potência disponível no vento é proporcional ao cubo da velocidade, pequenas variações no regime de ventos podem resultar em diferenças significativas na geração de energia. Dessa forma, a caracterização estatística dos ventos é fundamental para a estimativa da produção energética, justificando o uso da distribuição de *Weibull* na modelagem do recurso eólico. A Figura 3 demonstra um exemplo de uma curva de potência de um gerador típico.



Fonte: Adaptado de TOLMASQUIM (2016).

Essa dinâmica operacional justifica a formulação apresentada na Equação (5), uma vez que a potência elétrica depende simultaneamente da densidade do ar, da área varrida pelo rotor, do cubo

da velocidade do vento e do coeficiente de potência $C_p(v)$, que incorpora as limitações aerodinâmicas e os controles do sistema. Assim, a curva de potência representa, na prática, a materialização técnica da relação física descrita pela expressão teórica.

$$P_e(v) = C_p(v) \cdot \frac{1}{2} \rho A v^3 \cdot \eta_g \quad (5)$$

Em que $P_e(v)$ é a potência elétrica gerada (W), η_g = rendimento do gerador elétrico e $C_p(v)$ é o coeficiente de potência do aerogerador, função da velocidade do vento.

3.4.4 Estimativa da Energia Anual Produzida (EAP)

A Energia Anual Produzida (EAP) foi estimada por meio da integração da curva de potência do aerogerador com a Distribuição de *Weibull*, conforme a Equação (6):

$$EAP = 8760 \cdot \sum_i P_e(v_i) \cdot f(v_i) / 1000 \quad (6)$$

Em que:

EAP é a energia anual produzida (kWh/ano);

$P_e(v_i)$ é a potência elétrica correspondente à classe de velocidade v_i ;

$f(v_i)$ é a frequência de ocorrência da classe de velocidade v_i ;

8760 corresponde ao número de horas em um ano.

3.4.5 Cálculo do Fator de Capacidade

O fator de capacidade (FC) foi calculado como a razão entre a energia efetivamente produzida ao longo do ano e a energia máxima teórica que seria produzida caso o aerogerador operasse continuamente à potência nominal, conforme a Equação (7):

$$FC = \frac{EAP}{P_{nom} \cdot 8760} \quad (7)$$

Em que:

FC é o fator de capacidade (adimensional);

P_{nom} é a potência nominal do aerogerador (kW).

3.4.6 Parâmetros Econômicos Utilizados na Análise da Eólica *Offshore*

Os parâmetros econômicos adotados para a modelagem da geração eólica *offshore* foram

obtidos a partir do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 (PDE 2034), elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), complementados por referências regulatórias da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e pela literatura especializada em avaliação econômica de projetos energéticos. A taxa de desconto real utilizada na análise foi definida com base em valores de referência para o custo médio ponderado de capital (*Weighted Average Cost of Capital* – WACC) aplicáveis a empreendimentos de infraestrutura energética no Brasil. Os parâmetros empregados no estudo são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 - Parâmetros Econômicos Adotados para Eólica *Offshore*

Parâmetro	Valor adotado	Unidade	Referência
Vida útil econômica	20	anos	EPE, PDE 2034
Custo médio de implantação (CAPEX)	15.000	R\$/kW	EPE, PDE 2034
Custo médio de O&M	360	R\$/kW.ano	EPE, PDE 2034
Encargos, taxas e impostos	550	R\$/kW.ano	EPE, PDE 2034
Taxa de desconto real	8%	a.a.	Padrão regulatório ANEEL

Fonte: Adaptado de Empresa de Pesquisa Energética (2024), PDE 2034.

A estrutura de custos apresentada evidencia que a geração eólica *offshore* possui elevada intensidade de capital, exigindo investimentos iniciais significativamente superiores aos observados em tecnologias renováveis mais consolidadas no mercado brasileiro. O CAPEX estimado em R\$ 15.000/kW reflete tanto a complexidade técnica dos empreendimentos *offshore* quanto a necessidade de equipamentos especializados, infraestrutura portuária, sistemas de instalação marítima e conexão elétrica em ambientes oceânicos. Em economias periféricas, a incorporação dessas tecnologias frequentemente ocorre por meio da importação de bens de capital e equipamentos de elevado conteúdo tecnológico, o que tende a ampliar a dependência externa e a exposição cambial (FURTADO, 1974).

Nesse contexto, a taxa de desconto assume papel central na avaliação econômica dos projetos. Mais do que um parâmetro financeiro, ela representa a percepção de risco associada ao ambiente institucional, regulatório e macroeconômico. Conforme argumenta North (1990), instituições influenciam diretamente a redução ou ampliação das incertezas econômicas. Assim, em setores emergentes e ainda em processo de consolidação regulatória, como a geração eólica *offshore* no Brasil, a percepção de risco pode elevar o custo do capital e impactar significativamente a viabilidade dos investimentos.

Para avaliar a competitividade econômica dos cenários analisados, foi utilizado o Custo Nivelado da Energia (Levelized Cost of Energy – LCOE). Esse indicador expressa o custo médio de produção de energia elétrica ao longo da vida útil do empreendimento, considerando os investimentos iniciais, os custos operacionais e a energia efetivamente gerada. Por permitir a comparação econômica entre diferentes tecnologias de geração e diferentes condições operacionais, o LCOE tornou-se um dos indicadores mais utilizados em estudos de planejamento energético e avaliação de fontes renováveis (IRENA, 2021; IEA; NEA, 2020).

Para avaliar a competitividade econômica dos cenários analisados, foram empregados dois indicadores amplamente utilizados em estudos de viabilidade de projetos de geração de energia: o Custo Nivelado da Energia (*Levelized Cost of Energy* – LCOE) e o Valor Presente Líquido (VPL).

O LCOE representa o custo médio de geração de energia ao longo da vida útil do empreendimento, considerando os investimentos iniciais, custos operacionais e a energia efetivamente produzida. Esse indicador permite comparar diferentes tecnologias e configurações de geração sob uma base econômica comum, sendo amplamente utilizado em estudos do setor energético (IRENA, 2020; IEA, 2020). O LCOE foi calculado de acordo com a Equação (8):

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+i)^t}} \quad (8)$$

onde:

- C_t = custos no ano t ;
- E_t = energia gerada no ano t ;
- i = taxa de desconto;
- n = vida útil do projeto.

Além do LCOE, foi calculado o Valor Presente Líquido (VPL), indicador utilizado para avaliar a atratividade financeira do investimento por meio da atualização dos fluxos de caixa futuros para valor presente. Segundo Blank e Tarquin (2018), o VPL é um dos métodos mais robustos para análise econômica de projetos de engenharia, pois considera simultaneamente o valor do dinheiro no tempo e a totalidade dos fluxos financeiros do empreendimento. O VPL foi obtido por meio da Equação (9):

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+i)^t} - I_0 \quad (9)$$

onde:

- FC_t = fluxo de caixa no ano t ;

- i = taxa de desconto;
- n = vida útil do projeto;
- I_0 = investimento inicial.

A partir dessa abordagem, torna-se possível avaliar de forma integrada a influência das condições de vento sobre a geração de energia e sobre os indicadores econômicos do empreendimento, permitindo identificar os cenários de maior atratividade econômica dentro das hipóteses adotadas na modelagem.

3.5 Análise SWOT

A matriz SWOT consiste em uma ferramenta estratégica amplamente utilizada para a análise de cenários organizacionais, tecnológicos e mercadológicos, permitindo identificar fatores internos e externos que influenciam o desempenho de determinado setor ou empreendimento. O termo SWOT deriva das palavras em inglês *Strengths* (forças), *Weaknesses* (fraquezas), *Opportunities* (oportunidades) e *Threats* (ameaças), sendo empregado para avaliar vantagens competitivas, limitações estruturais, possibilidades de crescimento e riscos associados a diferentes contextos de análise (GÜREL; TAT, 2017).

Segundo Vasconcelos e Castilho (2025), a metodologia SWOT tem sido amplamente aplicada em estudos relacionados à transição energética e ao desenvolvimento de fontes renováveis, em razão de sua capacidade de integrar fatores internos e externos que influenciam a competitividade, a escalabilidade e a sustentabilidade das diferentes tecnologias energéticas. Além disso, a ferramenta constitui um importante instrumento de planejamento estratégico e apoio à tomada de decisão, contribuindo para a formulação de políticas públicas, definição de investimentos e desenvolvimento de estratégias voltadas à expansão sustentável do setor energético (HELMS; NIXON, 2010).

No contexto das energias renováveis, a análise SWOT apresenta elevada capacidade de integrar aspectos técnicos, econômicos, ambientais e regulatórios em uma única estrutura analítica, permitindo identificar os principais fatores que favorecem ou limitam a expansão de novas tecnologias (VASCONCELOS; CASTILHO, 2025). Neste estudo, a matriz SWOT foi empregada como ferramenta complementar às análises quantitativas, com o objetivo de sistematizar os principais fatores que influenciam a implantação da energia eólica *offshore* no Brasil, considerando as forças e fraquezas inerentes ao setor, bem como as oportunidades e ameaças associadas ao ambiente regulatório, econômico, tecnológico e ambiental.

4. Análise e Discussão dos Resultados

4.1 Marco Regulatório da Energia *Offshore* no Brasil

A consolidação da energia eólica *offshore* no Brasil vai além da análise de seu potencial técnico e econômico, inserindo-se em um processo mais amplo de amadurecimento institucional, jurídico e regulatório. O setor é intensivo em capital, com elevados investimentos iniciais, longos horizontes de retorno e elevada sensibilidade a riscos regulatórios. Nesse contexto, a estabilidade normativa e a previsibilidade decisória são essenciais para a viabilidade econômica dos projetos e para a atração de investimentos de longo prazo (IEA, 2023; WORLD BANK, 2024).

Diferentemente da geração eólica *onshore*, majoritariamente implantada em áreas privadas, a exploração de recursos energéticos em ambiente marítimo ocorre sobre bens sob domínio da União. Segundo o art. 20, incisos V e VI, da Constituição Federal de 1988, integram o patrimônio da União o mar territorial, a plataforma continental e a zona econômica exclusiva, atribuindo ao Estado papel central na ordenação do uso do espaço marítimo. Essa condição torna indispensável a existência de um arcabouço regulatório específico para a cessão de áreas marítimas, capaz de garantir segurança jurídica e previsibilidade diante da coexistência de múltiplos usos, como pesca, navegação, exploração de petróleo e gás e conservação ambiental (CRUZ FERNANDES et al., 2025).

Contudo, a literatura sobre governança da energia eólica *offshore* indica que a existência de normas e dispositivos constitucionais isolados não garante a implementação efetiva de projetos. A ausência de arranjos institucionais integrados, capazes de articular competências administrativas, antecipar conflitos de uso e incorporar mecanismos regulatórios adaptativos, tende a comprometer a previsibilidade e o ritmo de implantação, mesmo em contextos com base normativa consolidada (IRENA, 2023; MELO; MELO; MELO, 2025).

No Brasil, a multiplicidade de órgãos federais envolvidos como MME, ANEEL e IBAMA, resulta em processos decisórios pouco integrados, especialmente nas fases iniciais. A ausência de fluxos institucionais coordenados entre cessão de áreas, planejamento energético e licenciamento ambiental gera sobreposições procedimentais e lacunas decisórias, elevando a incerteza regulatória e o risco percebido pelos investidores (XAVIER; GORAYEB; BRANNSTROM, 2023; CRUZ FERNANDES et al., 2025; IEA, 2024).

O Decreto nº 10.946/2022 representou um avanço ao estabelecer diretrizes iniciais para a cessão de áreas sob domínio da União, definindo competências institucionais, prazos e modalidades de autorização, e reconhecendo a necessidade de articulação com o licenciamento ambiental. Apesar disso, sua natureza infra legal e caráter genérico limita a capacidade de estruturar o setor de forma abrangente, persistindo lacunas quanto à contratação de energia *offshore*, definição de transmissão, repartição de riscos e integração com políticas industriais e portuárias.

A comparação internacional evidencia que tais limitações são fruto de escolhas institucionais

e concepções regulatórias específicas. Países pioneiros, como Dinamarca e Reino Unido, desenvolveram regulação antecipatória e estratégica, definindo áreas prioritárias, realizando estudos ambientais prévios e oferecendo projetos estruturados ao mercado, com regras claras de contratação e conexão ao sistema elétrico, reduzindo riscos e acelerando a implantação dos parques (IEA, 2023; IRENA, 2023).

Além da experiência europeia, a consolidação da energia eólica *offshore* nos Estados Unidos e na China oferece referenciais relevantes para a análise comparativa. Nos Estados Unidos, embora o modelo federativo imponha complexidades institucionais adicionais, o governo federal estruturou mecanismos específicos para a cessão de áreas marítimas por meio do *Bureau of Ocean Energy Management* (BOEM), responsável pela realização de leilões competitivos e pela coordenação dos estudos ambientais prévios. A partir da administração Biden, a política energética passou a incorporar metas explícitas de expansão da capacidade *offshore*, 30 GW até 2030, associadas a incentivos fiscais previstos no *Inflation Reduction Act* (2022), ampliando a previsibilidade regulatória e financeira do setor (IEA, 2023; U.S. DOE, 2024).

Além dos aspectos relacionados à cessão de áreas e ao planejamento institucional, os países analisados também diferem quanto aos mecanismos de contratação da energia gerada e à forma de alocação dos riscos econômicos dos empreendimentos.

No Reino Unido, destaca-se o mecanismo *Contracts for Difference* (CfD), no qual é estabelecido um preço de referência (*strike price*) para a energia produzida, reduzindo a exposição dos investidores à volatilidade dos preços de mercado e proporcionando maior previsibilidade de receitas (NEWBERY, 2018). Nos Estados Unidos, predominam os *Power Purchase Agreements* (PPA) associados a incentivos fiscais federais, consistindo em contratos de longo prazo para compra e venda de energia que contribuem para a mitigação dos riscos financeiros dos empreendimentos (MENDICINO et al., 2019).

Já na China, observa-se uma transição gradual para o regime de *grid parity*, no qual os projetos de energia eólica *offshore* tornam-se economicamente competitivos sem a necessidade de subsídios governamentais, refletindo o elevado grau de maturidade e a redução dos custos da cadeia produtiva do setor (TU et al., 2021).

O Quadro 5 evidencia diferenças estruturais relevantes entre os arranjos regulatórios e institucionais da eólica *offshore* no Brasil, Dinamarca, Reino Unido, Estados Unidos e China, destacando o caráter reativo e fragmentado do modelo brasileiro em contraste com a consolidação normativa e o planejamento estatal coordenado observado internacionalmente.

Quadro 4 - Análise Comparativa dos Arranjos Regulatórios e Institucionais da Eólica *Offshore*

Dimensão	Brasil	Dinamarca	Reino Unido	EUA	China
Marco regulatório	Tardio	Antecipatório	Antecipatório	Federal	Planejado
Natureza do marco	Infralegal → legal	Estável	Robusto	Federal (BOEM)	Estatal
Planejamento	Fragmentado	Estatal	Centralizado	Federal-estadual	Estatal
Definição de áreas	Misto	Estatal	Leilões	Leasing (BOEM)	Estatal
Gestão ambiental	Empreendedor	Estatal	Coordenada	BOEM	Estatal
Gestão de riscos	Investidor	Estado	Contratos	Incentivos	Compartilhado
Contratação de energia	Não estruturado	Leilões	CfD	PPA + incentivos	Grid parity
Política industrial	Incipiente	Integrada	Progressiva	IRA	Forte
Governança	Fragmentada	Alta coord.	Alta coord.	Federal	Centralizada
Estágio	Inicial	Consolidado	Maduro	Expansão	Líder

Fonte: Elaboração própria a partir de IEA (2023); IRENA (2023); GWEC (2024); U.S. DOE (2024); United States (2021).

Observa-se que, apesar das diferenças institucionais, os mercados consolidados compartilham planejamento antecipatório, mecanismos claros de alocação de riscos e coordenação entre política energética e industrial. A ausência histórica desses elementos no Brasil explica parte da morosidade na consolidação do setor.

A consolidação normativa avançou com a Lei nº 15.097/2025, que estabelece diretrizes específicas para a outorga de áreas *offshore* e atribui ao CNPE (Conselho Nacional de Política Energética) a competência de organizar o calendário de leilões. A lei se articula ao Planejamento Espacial Marinho (PEM) e ao Mapeamento Integrado de Sensibilidade Ambiental e Social (SenMap), permitindo ordenar o uso do espaço oceânico, identificar áreas de maior sensibilidade, reduzir judicialização e ampliar a previsibilidade regulatória dos empreendimentos (SOUZA; ARANTES, 2025; QUEVEDO MELO et al., 2025).

Além dos aspectos legais, a viabilidade econômica de empreendimentos de infraestrutura sustentável depende da utilização de instrumentos financeiros capazes de mitigar riscos e viabilizar investimentos de longo prazo. Entre esses instrumentos, destacam-se o *blended finance* e a emissão de títulos verdes (SOUZA; ARANTES, 2025).

O *blended finance* é caracterizado na literatura como uma abordagem que combina capital

público, filantrópico e privado para reduzir o risco percebido pelos investidores e, assim, catalisar recursos adicionais para projetos com impacto socioambiental positivo. Essa estratégia usa capital concessional (por exemplo, subsídios, garantias e tranches subordinadas) como mecanismo de mitigação de risco, aumentando a atratividade de investimentos que, de outra forma, teriam maior custo ou risco de mercado (Popović et al., 2024; Sutrisno et al., 2024). Estudos recentes mostram que, quando estruturado com transparência e requisitos claros de reporte, o *blended finance* pode ampliar o volume de investimentos em projetos ambientais e energéticos, especialmente ao articular diferentes interesses entre setores públicos e privados (Rizki et al., 2024).

Os títulos verdes (*green bonds*) são instrumentos de dívida cujo produto da emissão é alocado exclusivamente para financiar ou refinanciar projetos ambientalmente sustentáveis, como energias renováveis, eficiência energética e infraestrutura resiliente, com critérios de transparência e prestação de contas (Loiola; Kimura; Souza, 2025). A literatura recente destaca que *green bonds* têm se consolidado como um mecanismo central para a transição climática, podendo contribuir para reduzir o custo de captação de recursos e promover impacto ambiental mensurável, embora exigências de certificação e divulgação possam representar custos adicionais (Loiola; Kimura; Souza, 2025; Yougang; Zor; Bom; Alade, 2025).

No contexto brasileiro e internacional, esses instrumentos aparecem em revisões sistemáticas sobre financiamento climático, indicando sua relevância crescente nas estratégias de desenvolvimento sustentável e nos debates acadêmicos sobre mobilização de capital para enfrentar desafios climáticos e sociais (Menzo; Yeboah; Prempeh, 2025). No Brasil, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) vem incorporando tais mecanismos em suas operações, articulando estruturas de *blended finance* e apoiando emissões de *green bonds* para ampliar a participação do capital privado em projetos de longo prazo e reduzir o custo médio ponderado de capital (*WACC*), contribuindo para a expansão do financiamento sustentável no país.

Com esse objetivo, o Quadro 6 apresenta uma síntese comparativa entre mercados consolidados da Europa como Dinamarca, Reino Unido e Alemanha, e o contexto brasileiro, considerando instrumentos de incentivo, procedimentos de outorga e características institucionais associadas ao desenvolvimento da energia eólica *offshore*. A seleção desses países decorre de sua relevância histórica e regulatória no setor, permitindo contrastar diferentes modelos de governança com o estágio atual de consolidação observado no Brasil.

Quadro 5 - Incentivos e Procedimentos de Outorga: Brasil e Mercados Consolidados

País/Região	Incentivos/Instrumentos	Procedimentos de Outorga	Observações
Dinamarca	Subvenções iniciais, leilões, PPA	Leilões públicos	Mercado maduro; integração ambiental (IEA, 2023)
Reino Unido	CfD, incentivos fiscais	Licenças pelo Crown Estate	Ênfase em inovação tecnológica (UK GOV., 2022)
Alemanha	Feed-in tariffs, leilões competitivos	Avaliação ambiental estruturada	Mercado consolidado; foco na cadeia industrial (FRAUNHOFER ISE, 2023)
Brasil	Leilões, títulos verdes, blended finance	Lei 15.097/2025, PEM, SenMap	Mercado emergente; desafios em coordenação e governança marítima (SOUZA; ARANTES, 2025; GRIPP, 2025)

Fonte: Elaboração própria a partir de IEA (2023); UK GOV. (2022); Fraunhofer ISE (2023); Souza; Arantes (2025); Gripp (2025)

A análise comparativa evidencia que os mercados europeus selecionados apresentam estruturas institucionais mais integradas, instrumentos de incentivo consolidados e procedimentos de outorga previsíveis, fatores que contribuíram para a redução de riscos regulatórios e para a expansão sustentada da capacidade eólica *offshore*. No caso brasileiro, embora persistam desafios relacionados à coordenação institucional e à governança do espaço marítimo, observam-se avanços recentes associados à promulgação da Lei nº 15.097/2025, que representa um passo relevante na formalização do marco regulatório e na criação de condições mais favoráveis à expansão da matriz eólica *offshore* no país.

A efetividade da governança da energia eólica *offshore* está diretamente associada à existência de normas claras e previsíveis, o que tem motivado a construção gradual do marco regulatório brasileiro para o setor. O Decreto nº 10.946/2022 representou um primeiro avanço ao instituir procedimentos para a cessão de uso de áreas marítimas sob domínio da União por até 35 anos, conferindo maior previsibilidade jurídica aos empreendimentos *offshore* (Rocha, 2024). Em seguida, o debate legislativo evidenciado no Projeto de Lei nº 576/2021 revelou a insuficiência de regras gerais do setor elétrico para disciplinar a exploração em ambiente marítimo, reforçando a necessidade de um marco normativo específico para a energia eólica *offshore*.

Nesse contexto, a promulgação da Lei nº 15.097/2025, constitui um marco relevante ao estabelecer diretrizes específicas para a outorga de áreas destinadas à geração eólica *offshore* e ao

atribuir ao CNPE a competência para organizar o calendário oficial de leilões. A nova legislação contribui para o fortalecimento do planejamento de longo prazo e para a redução de incertezas regulatórias, fatores que influenciam diretamente a viabilidade econômica dos projetos e a percepção de risco por parte dos investidores (Souza; Arantes, 2025; Gripp, 2025).

Complementarmente ao marco legal, o Planejamento Espacial Marinho (PEM) emerge como instrumento estratégico para a ordenação do uso do espaço oceânico e para a mitigação de conflitos entre atividades econômicas, ambientais e sociais, como exploração de petróleo, pesca e navegação.

A Lei nº 15.097/2025 passou a articular a cessão de áreas *offshore* ao desenvolvimento do PEM, desde que fundamentada no Mapeamento Integrado de Sensibilidade Ambiental e Social (SenMap), o que permite identificar áreas de maior sensibilidade, reduzir riscos de judicialização e ampliar a previsibilidade regulatória dos empreendimentos (Souza; Arantes, 2025; Quevedo Melo et al., 2025).

Além dos avanços normativos e territoriais, a viabilidade econômica de projetos eólicos *offshore* está diretamente associada à disponibilidade de instrumentos financeiros capazes de mitigar riscos e viabilizar investimentos de longo prazo. Segundo Souza e Arantes (2025), o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) tende a desempenhar papel estratégico nesse processo ao incorporar mecanismos como o *blended finance* e a emissão de títulos verdes, contribuindo para a redução do custo médio ponderado de capital (WACC) e para a ampliação do acesso a financiamentos de longo prazo.

De forma complementar, Gripp (2025) destaca que os leilões de outorga no Brasil vêm incorporando, de maneira crescente, critérios associados ao desenvolvimento da cadeia produtiva nacional, reforçando a articulação entre política energética, política industrial e estratégias de desenvolvimento regional.

Em síntese, o arcabouço normativo brasileiro para a energia eólica *offshore* busca compatibilizar a atratividade econômica dos empreendimentos, a segurança jurídica dos investidores, a salvaguarda socioambiental e a soberania energética. Apesar dos avanços recentes, persistem desafios relacionados à coordenação interinstitucional, à implementação efetiva do Planejamento Espacial Marinho e à consolidação dos instrumentos econômicos, o que justifica uma análise crítica dos entraves ainda presentes na implantação de projetos eólicos *offshore* no país.

4.1.1 Integração ao Sistema Elétrico, *Curtailement* e Mecanismos de Reserva de Capacidade

A expansão das fontes renováveis variáveis no Brasil, em especial a geração eólica e solar fotovoltaica, tem alterado de forma significativa a operação do Sistema Interligado Nacional (SIN), sobretudo no que se refere à necessidade de maior flexibilidade operativa e à capacidade do sistema em acomodar geração com elevada variabilidade temporal. Nesse contexto, o fenômeno do *curtailment*, definido como a restrição de despacho de usinas geradoras por razões operativas, mesmo na presença de recurso energético disponível, configura-se como uma expressão das limitações

estruturais do sistema elétrico no processo de integração de fontes intermitentes em larga escala (Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2024).

Sob uma perspectiva analítica, o *curtailment* pode ser compreendido como resultado de restrições sistêmicas que emergem quando a expansão da geração não é acompanhada, em mesma magnitude e temporalidade, pela evolução da infraestrutura de transmissão e dos recursos de flexibilidade do sistema. Nessa condição, o despacho das usinas deixa de ser determinado exclusivamente pelo custo marginal de geração, passando a ser limitado por restrições físicas da rede e por requisitos operativos de segurança. Assim, o *curtailment* expressa uma falha de coordenação entre a expansão da oferta e a capacidade de integração do sistema, envolvendo a interação entre localização geográfica dos empreendimentos, capacidade de escoamento e critérios de operação. Evidências internacionais indicam que, em sistemas com elevada penetração de fontes renováveis variáveis, a insuficiência de rede e de mecanismos de flexibilidade, como armazenamento e resposta da demanda, constitui fator determinante para o aumento da incidência de cortes de geração (International Energy Agency, 2023).

No caso brasileiro, essa dinâmica é incorporada no planejamento energético de médio prazo por meio do Plano Decenal de Expansão de Energia 2034, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética. O plano projeta uma expansão expressiva das fontes renováveis variáveis, especialmente eólica e solar fotovoltaica, com forte concentração nas regiões Nordeste e Norte. De acordo com o documento, a capacidade instalada dessas fontes deverá superar 50 GW ao longo da próxima década (EPE, 2024) o que representa uma ampliação significativa em relação ao parque atualmente instalado.

Entretanto, mais do que evidenciar o crescimento da oferta, o PDE 2034 explicita um desafio estrutural associado à distribuição espacial dessa expansão, uma vez que os principais centros de carga permanecem concentrados em regiões distintas daquelas com maior potencial de geração. Nesse sentido, o plano reconhece que a expansão da geração renovável impõe demandas crescentes sobre a infraestrutura de transmissão, indicando que a integração eficiente dessas fontes depende de uma coordenação temporal e espacial entre os investimentos em geração e rede. Tal configuração sugere que a expansão projetada pode intensificar a incidência de restrições operativas caso a expansão da rede não ocorra no mesmo ritmo.

Entretanto, o próprio PDE 2034 reconhece que a expansão projetada ocorre em um contexto de descompasso estrutural entre a localização da geração e a distribuição da carga no sistema, uma vez que os principais centros consumidores permanecem concentrados nas regiões Sudeste e Sul. Essa assimetria espacial implica a necessidade de transporte de grandes blocos de energia por longas distâncias, o que aumenta a dependência da capacidade de transmissão e intensifica a exposição do sistema a restrições operativas.

Do ponto de vista físico-operacional, esse descompasso se traduz em limitações no

escoamento da energia gerada, uma vez que a capacidade das linhas de transmissão e dos corredores elétricos passa a atuar como restrição ao despacho das usinas. Nessa condição, mesmo quando há disponibilidade de recurso energético, a geração pode ser reduzida para garantir a segurança do sistema, configurando situações típicas de *curtailment*.

O próprio plano reconhece essa limitação ao afirmar que “a adequada coordenação entre expansão da geração e da transmissão é fundamental para evitar restrições operativas e perdas de eficiência” (EPE, 2024). Tal afirmação indica que, na ausência dessa coordenação, a expansão da oferta pode resultar não apenas em ineficiências econômicas, mas também em aumento da incidência de restrições operacionais no sistema.

4.2 Delimitação da Área de Estudo

A delimitação da área de estudo foi realizada ao longo da costa norte e nordeste do estado do Rio de Janeiro, região reconhecida por seu elevado potencial para aproveitamento eólico *offshore* devido às condições favoráveis de vento e à proximidade com importantes centros de consumo de energia. Para representar adequadamente a variabilidade espacial dos recursos eólicos disponíveis na área, foram definidos dez pontos de análise distribuídos ao longo da plataforma continental fluminense. A escolha desses pontos buscou abranger diferentes condições oceanográficas, batimétricas e atmosféricas, permitindo uma avaliação mais abrangente do comportamento do recurso eólico e de sua viabilidade técnica e econômica para a implantação de parques eólicos *offshore*.

Essa distribuição espacial permite avaliar possíveis diferenças no potencial energético decorrentes das variações locais de velocidade do vento, fator de capacidade, profundidade da água e distância da costa. Além disso, a utilização de múltiplos pontos possibilita identificar as áreas com maior potencial para o desenvolvimento de empreendimentos eólicos *offshore*, fornecendo subsídios para as análises técnicas e econômicas apresentadas nas seções seguintes.

A comparação entre os dez pontos também permite verificar a influência das características geográficas e ambientais da região sobre indicadores de desempenho energético, como a geração anual de energia, o fator de capacidade, o Custo Nivelado de Energia (LCOE) e os indicadores de viabilidade econômica, incluindo o Valor Presente Líquido (VPL).

4.3 Caracterização do Regime de Ventos

A caracterização do regime de ventos constitui uma etapa fundamental na avaliação do potencial eólico *offshore*, uma vez que permite compreender a disponibilidade temporal do recurso energético e identificar padrões de variabilidade capazes de influenciar diretamente a geração de energia elétrica. Considerando que a produção de energia eólica está diretamente relacionada à intensidade e à regularidade dos ventos, a análise estatística das velocidades observadas fornece subsídios

essenciais para a identificação de áreas mais favoráveis à implantação de empreendimentos *offshore*.

Para esse fim, foram analisadas as séries temporais de velocidade do vento obtidas para os dez pontos selecionados na área de estudo, localizados na porção *offshore* da Bacia de Campos. A partir dessas séries, foram calculadas estatísticas descritivas básicas, incluindo a velocidade média e o desvio-padrão, parâmetros que permitem avaliar tanto a magnitude do recurso quanto sua variabilidade temporal. Os resultados obtidos são apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 - Estatísticas Descritivas da velocidade do Vento nos Pontos Analisados

Ponto	Velocidade Média (m/s)	Desvio-Padrão (m/s)
P1	7,48	3,43
P2	7,71	3,48
P3	7,76	3,44
P4	7,76	3,44
P5	7,81	3,42
P6	7,84	3,38
P7	7,89	3,37
P8	7,96	3,37
P9	7,91	3,43
P10	8,00	3,42

Fonte: Elaborado pela autora (2026).

Os resultados demonstram que todos os pontos analisados apresentaram velocidades médias superiores a 7,4 m/s, variando entre 7,48 m/s, no ponto P1, e 8,00 m/s, no ponto P10. Esses valores situam-se acima dos limiares frequentemente apontados na literatura como adequados para o aproveitamento eólico em escala comercial, especialmente em ambientes *offshore*, onde velocidades médias superiores a 7 m/s são geralmente associadas a condições favoráveis para a geração de energia elétrica. Dessa forma, os resultados indicam que a área estudada apresenta um recurso eólico promissor, compatível com padrões observados em regiões internacionalmente reconhecidas pelo desenvolvimento da energia eólica *offshore*.

De modo geral, observa-se uma tendência de incremento das velocidades médias nos pontos localizados mais distantes da costa, embora pequenas oscilações espaciais também sejam verificadas. Esse comportamento pode estar associado à redução dos efeitos de rugosidade superficial e das interferências topográficas continentais, fatores que tendem a favorecer a aceleração e a maior persistência dos ventos em áreas marítimas mais afastadas do litoral. Ainda assim, a diferença entre

a maior e a menor velocidade média observada foi de apenas 0,52 m/s, evidenciando uma relativa homogeneidade espacial do recurso eólico na região analisada.

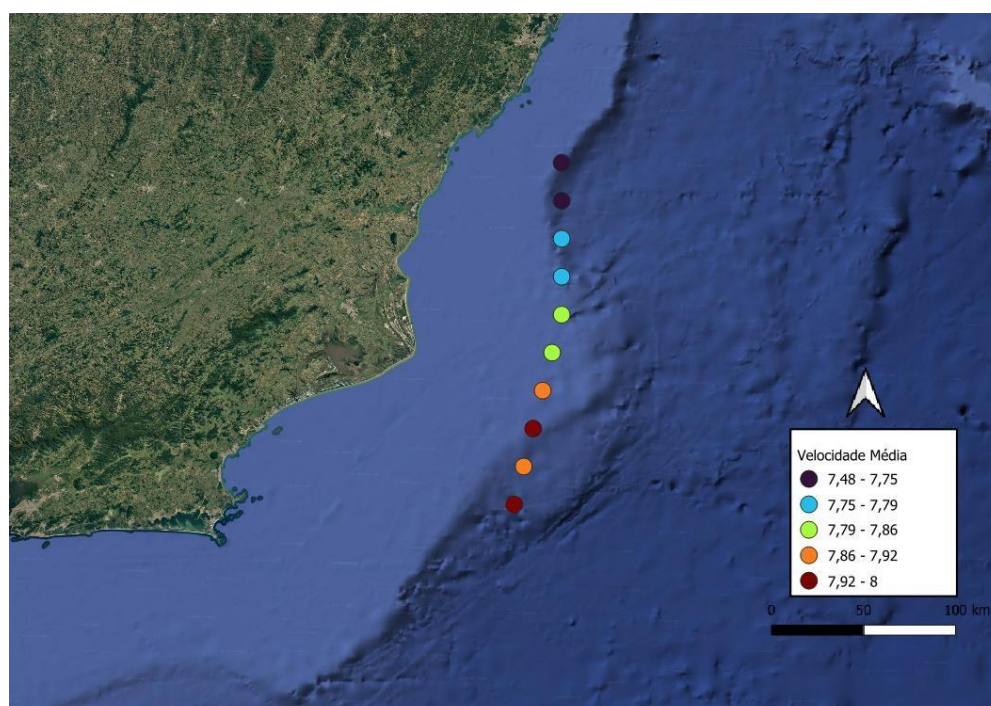
No que se refere à dispersão dos dados, os desvios-padrão apresentaram valores bastante próximos entre os diferentes pontos avaliados, variando de 3,37 m/s a 3,48 m/s. A reduzida amplitude observada sugere que a variabilidade temporal dos ventos apresenta comportamento semelhante em toda a área de estudo, indicando que os diferentes pontos estão submetidos a condições atmosféricas comparáveis ao longo do período analisado. Esse resultado reforça a percepção de uniformidade espacial do regime de ventos *offshore* na Bacia de Campos, aspecto relevante para o planejamento de futuros empreendimentos eólicos em larga escala.

Sob a perspectiva energética, a combinação entre velocidades médias elevadas e comportamento estatístico relativamente homogêneo representa uma condição favorável para a exploração eólica *offshore*. Além de indicar disponibilidade significativa do recurso, os resultados sugerem reduzidas diferenças espaciais entre os pontos avaliados, ampliando a flexibilidade para a seleção de áreas potenciais de implantação. Entretanto, a velocidade média isoladamente não é suficiente para caracterizar o potencial energético de uma região, uma vez que a produção de energia depende também da frequência de ocorrência das diferentes velocidades do vento ao longo do tempo. Nesse contexto, torna-se necessária a análise da distribuição estatística das velocidades observadas, apresentada na seção seguinte por meio da aplicação da distribuição de Weibull.

A análise espacial dos dados anemométricos revelou diferenças importantes entre os dez pontos *offshore* avaliados. Embora todos os locais apresentem velocidades médias elevadas e compatíveis com o aproveitamento eólico em escala comercial, os resultados indicam que a distribuição espacial do recurso não é uniforme ao longo da área estudada.

A Figura 4 apresenta o mapa de distribuição espacial das velocidades médias do vento, evidenciando uma tendência de incremento do potencial eólico em determinadas regiões da área analisada. De maneira geral, observou-se que os pontos mais afastados da influência costeira apresentaram velocidades médias ligeiramente superiores, refletindo a redução dos efeitos de rugosidade superficial e de obstáculos associados ao ambiente continental.

Figura 4 - Velocidade Média (m/s) dos Pontos Analisados



Fonte: Elaborado pela autora (2026).

Apesar dessa tendência, as diferenças entre as velocidades médias observadas nos dez pontos foram relativamente pequenas. Os valores extrapolados para a altura de operação dos aerogeradores permaneceram concentrados em uma faixa estreita, indicando que o recurso eólico apresenta comportamento relativamente homogêneo em toda a área de estudo. Esse resultado sugere que a velocidade média do vento, isoladamente, pode não ser suficiente para distinguir de forma clara os locais mais favoráveis à implantação de empreendimentos *offshore*. Dessa forma, a avaliação dos pontos deve considerar conjuntamente outros aspectos relevantes, como profundidade, distância da costa, infraestrutura disponível e indicadores de desempenho energético e econômico.

A análise espacial também evidencia que a distribuição das velocidades médias não segue um padrão linear entre os pontos avaliados. Embora alguns locais apresentem valores bastante próximos, outros registram diferenças mais expressivas, indicando a existência de variabilidade espacial do recurso eólico dentro da área estudada. Essas diferenças, ainda que moderadas, podem resultar em variações na produção energética dos aerogeradores, uma vez que a potência disponível no vento aumenta de forma não linear com a velocidade. Assim, mesmo pequenas variações nas velocidades médias podem produzir impactos relevantes nos indicadores energéticos analisados nas seções subsequentes.

4.4 Distribuição Estatística dos Ventos

A análise da distribuição estatística das velocidades do vento constitui uma etapa fundamental na avaliação do recurso eólico, uma vez que a geração de energia não depende exclusivamente da velocidade média do vento, mas também da frequência com que determinadas velocidades ocorrem

ao longo do tempo. Considerando que a potência disponível no vento é proporcional ao cubo da velocidade, pequenas diferenças na distribuição das velocidades podem resultar em variações significativas na produção energética. Nesse contexto, a distribuição de Weibull é amplamente utilizada em estudos eólicos devido à sua capacidade de representar adequadamente o comportamento estatístico dos ventos em ambientes terrestres e *offshore*.

Para caracterizar o regime de ventos da área de estudo, foram ajustadas distribuições de Weibull às séries temporais de velocidade dos dez pontos analisados. A partir desse ajuste, foram estimados os parâmetros de forma (k) e escala (c), responsáveis por descrever, respectivamente, a dispersão e a intensidade característica do recurso eólico.

A Tabela 5 apresenta os parâmetros da distribuição de Weibull obtidos para as velocidades extrapoladas à altura de 119 m, correspondente à altura do cubo da turbina considerada neste estudo, conforme as especificações do fabricante.

Tabela 5 – Parâmetros de Weibull extrapolados para 119 m

Ponto	k	c (m/s)
P1	2,33	8,59
P2	2,37	8,85
P3	2,42	8,91
P4	2,41	8,88
P5	2,45	8,96
P6	2,49	8,99
P7	2,52	9,05
P8	2,55	9,13
P9	2,48	9,08
P10	2,52	9,17

Fonte: Elaborado pela autora (2026).

Os valores do parâmetro de forma (k) variaram entre 2,33 e 2,55, correspondendo a uma diferença de aproximadamente 9,4% entre os extremos. Em aplicações eólicas, valores de k superiores a 2 são geralmente associados a distribuições mais concentradas em torno da velocidade média, indicando menor dispersão das velocidades observadas e maior regularidade estatística do regime de ventos. Dessa forma, os resultados sugerem que os dez pontos analisados apresentam comportamento relativamente homogêneo quanto à estabilidade do recurso eólico.

Embora as diferenças observadas sejam moderadas, os maiores valores de k ocorreram nos

pontos P7, P8 e P10, enquanto os menores foram registrados nos pontos P1 e P2. Esse comportamento indica que os ventos tendem a apresentar distribuição ligeiramente mais regular nos primeiros locais, ao passo que os pontos com menores valores de k exibem maior dispersão em torno da média. Entretanto, a reduzida amplitude observada sugere que essas diferenças não alteram substancialmente o comportamento estatístico geral do regime de ventos na área estudada.

O parâmetro de escala (c) apresentou valores entre 8,59 m/s e 9,17 m/s, representando uma variação de aproximadamente 6,8% entre os extremos. Como esse parâmetro está diretamente relacionado à intensidade característica dos ventos, os resultados indicam a existência de diferenças espaciais na disponibilidade do recurso eólico entre os pontos avaliados. Os maiores valores foram observados nos pontos P10 (9,17 m/s), P8 (9,13 m/s) e P9 (9,08 m/s), enquanto o menor valor foi registrado no ponto P1 (8,59 m/s).

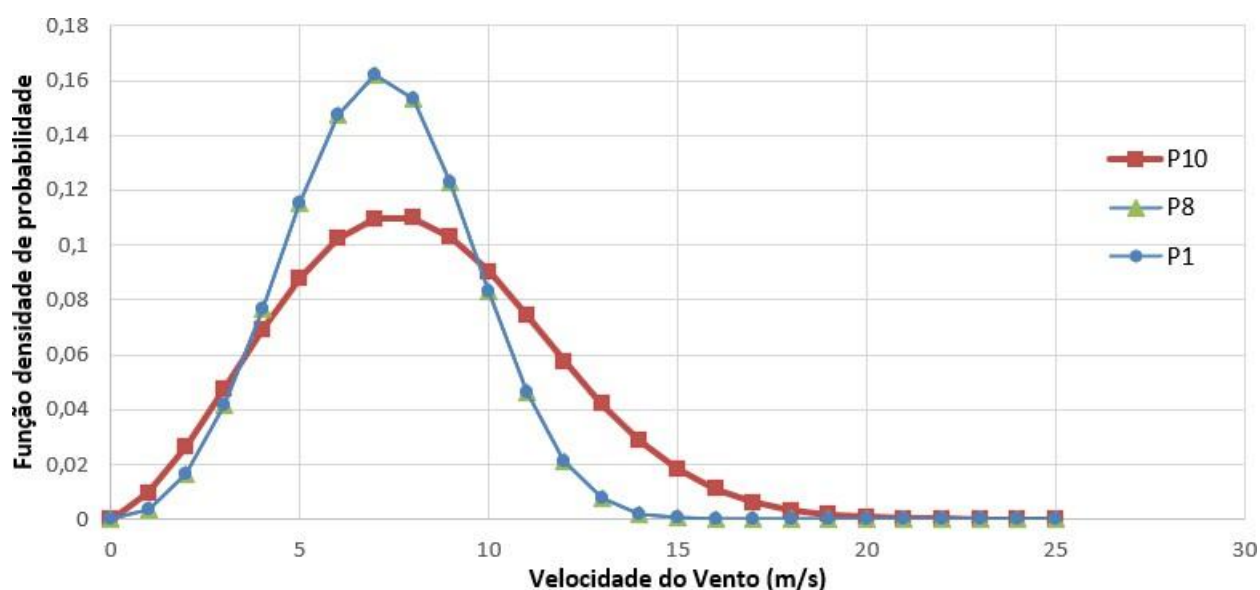
Embora a diferença absoluta entre os extremos seja inferior a 0,6 m/s, seu impacto potencial sobre a geração de energia não deve ser subestimado. Isso ocorre porque a potência disponível no vento possui dependência cúbica em relação à velocidade, de modo que pequenas variações na intensidade característica dos ventos podem resultar em diferenças mais expressivas nos indicadores energéticos. Assim, mesmo variações aparentemente discretas nos valores de c podem refletir-se em alterações significativas na potência média gerada, na produção anual de energia e no fator de capacidade dos aerogeradores.

A análise conjunta dos parâmetros k e c revela um aspecto relevante dos resultados. De forma geral, os pontos que apresentaram maiores valores do parâmetro de escala também exibiram valores relativamente elevados do parâmetro de forma. Isso sugere que os locais com ventos mais intensos tendem, simultaneamente, a apresentar menor dispersão das velocidades observadas. Sob a perspectiva do aproveitamento energético, essa combinação é particularmente favorável, pois associa maior disponibilidade de energia a um regime de ventos mais regular.

Outro aspecto importante é que as diferenças observadas entre os pontos são mais pronunciadas para o parâmetro de escala do que para o parâmetro de forma. Esse comportamento indica que a variabilidade espacial do recurso eólico na área estudada está mais relacionada à intensidade dos ventos do que à sua regularidade estatística. Em outras palavras, os pontos analisados apresentam padrões de distribuição semelhantes, diferindo principalmente pela frequência de ocorrência de velocidades mais elevadas.

A Figura 5 apresenta as funções densidade de probabilidade da Distribuição de Weibull para os pontos P1, P8 e P10, correspondentes, respectivamente, ao pior cenário, a um cenário intermediário e ao melhor desempenho entre os locais analisados.

Figura 5 - Funções densidade de probabilidade da Distribuição de Weibull para os pontos P1 (pior cenário), P8 (cenário intermediário) e P10 (melhor cenário).



Fonte: elaborado pela própria autora (2026)

Observa-se que as curvas apresentam comportamento semelhante, evidenciando a relativa homogeneidade do regime de ventos na área de estudo. Os pontos P1 e P8 apresentam maior concentração das velocidades em torno de 7 a 8 m/s, enquanto o ponto P10 apresenta uma distribuição mais ampla e uma cauda mais longa em direção às velocidades mais elevadas, indicando maior probabilidade de ocorrência de ventos acima de 10 m/s.

Embora as diferenças entre as distribuições sejam relativamente pequenas, a maior frequência de ocorrência de velocidades mais elevadas observada no ponto P10 exerce influência significativa sobre o potencial energético disponível, uma vez que a potência do vento é proporcional ao cubo da velocidade. Dessa forma, pequenas variações na distribuição estatística das velocidades refletem diretamente na produção anual de energia e no fator de capacidade dos empreendimentos.

Esse comportamento explica o melhor desempenho energético e econômico obtido para o ponto P10, caracterizado pelos maiores valores de fator de capacidade e pelos menores valores de LCOE entre os locais avaliados. Em contrapartida, o ponto P1 apresenta maior concentração em faixas de velocidade inferiores, o que contribui para seu desempenho relativamente menos favorável.

É importante destacar que os pontos P1 e P8 apresentam distribuições de Weibull bastante semelhantes, evidenciando regimes de vento com características estatísticas próximas. Entretanto, embora as curvas se encontrem praticamente sobrepostas, os resultados globais do estudo indicaram desempenhos distintos entre esses locais. Tal comportamento demonstra que a caracterização estatística do vento, embora fundamental para a estimativa do potencial energético, não constitui o único fator determinante para a viabilidade dos empreendimentos. Aspectos relacionados às características físicas dos locais, como profundidade e distância da costa, bem como aos custos de implantação, operação e manutenção, exercem influência significativa sobre os indicadores energéticos e econômicos.

Dessa forma, o ponto P1 foi classificado como o pior cenário em função do desempenho global obtido ao longo das análises, enquanto o ponto P8 apresentou resultados intermediários, apesar da semelhança observada em suas distribuições de velocidade do vento.

De maneira geral, os resultados indicam que, apesar da semelhança entre os regimes eólicos dos pontos analisados, pequenas diferenças na frequência de ocorrência das velocidades mais elevadas são suficientes para produzir impactos relevantes na competitividade e no aproveitamento energético dos empreendimentos eólicos *offshore*.

4.5 Condições Batimétricas e Viabilidade Técnica

A análise batimétrica da área de estudo revelou profundidades variando entre 59 m e 1237 m, evidenciando um ambiente predominantemente caracterizado por águas profundas e ultraprofundas. Conforme apresentado na Tabela 6, o ponto P6 apresentou a menor profundidade observada (59 m), enquanto o ponto P10 atingiu 1237 m de profundidade. A amplitude superior a 1100 m entre os extremos demonstra a elevada heterogeneidade das condições do leito marinho ao longo da área investigada.

Tabela 6 – Profundidade dos pontos analisados

Ponto	Profundidade (m)
P1	154
P2	771
P3	554
P4	93
P5	69
P6	59
P7	82
P8	162
P9	634
P10	1237

Os resultados indicam que apenas os pontos P4, P5, P6 e P7 apresentam profundidades inferiores a 100 m. Embora esses valores sejam superiores às profundidades típicas dos primeiros parques eólicos *offshore* implantados no Mar do Norte, eles ainda se encontram dentro da faixa operacional das fundações fixas do tipo jacket, tecnologia amplamente consolidada e empregada em profundidades intermediárias devido à sua elevada estabilidade estrutural e maturidade tecnológica (MUSIAL; BUTTERFIELD; BOONE, 2004; BHATTACHARYA, 2019; IRENA, 2019). Nesse

contexto, o ponto P6, com profundidade de 59 m, representa a condição mais favorável do conjunto analisado para a instalação de aerogeradores apoiados em fundações fixas.

Em contrapartida, os pontos P1 e P8 apresentam profundidades de 154 m e 162 m, respectivamente, situando-se em uma faixa na qual a utilização de fundações fixas convencionais se torna progressivamente mais complexa do ponto de vista técnico e menos competitiva sob a perspectiva econômica. Nessas condições, soluções baseadas em plataformas flutuantes passam a representar alternativas mais adequadas, especialmente para empreendimentos de grande porte (IEA, 2019; IRENA, 2019; MUSIAL et al., 2022).

As condições mais desafiadoras foram observadas nos pontos P2, P3, P9 e P10, cujas profundidades variam entre 554 m e 1237 m. Esses valores caracterizam ambientes oceânicos profundos e ultraprofundos, inviabilizando a utilização de fundações fixas convencionais e tornando necessária a adoção de plataformas flutuantes associadas a sistemas de ancoragem e cabos dinâmicos para transmissão de energia (IEA, 2019; MUSIAL et al., 2022). Dessa forma, a elevada profundidade não representa apenas um incremento gradual na complexidade construtiva, mas uma mudança significativa na configuração tecnológica do empreendimento.

Enquanto os pontos localizados entre 59 m e 93 m podem ser atendidos por tecnologias *offshore* já amplamente consolidadas na indústria, os pontos com profundidades superiores a 500 m dependem do emprego de sistemas de geração eólica flutuante. Apesar dos avanços observados nos últimos anos, essa tecnologia ainda apresenta menor maturidade comercial quando comparada às fundações fixas convencionais, refletindo-se em maiores custos de investimento e maiores desafios associados à instalação, operação e manutenção dos sistemas (IEA, 2019; GWEC, 2022; DNV, 2021).

Sob a perspectiva da viabilidade técnica, os resultados sugerem que os pontos P4, P5, P6 e P7 apresentam as condições mais favoráveis para a implantação de parques eólicos *offshore*. Embora essas profundidades sejam superiores às encontradas em diversos empreendimentos europeus tradicionais, elas permanecem compatíveis com tecnologias de fundação já consolidadas. Em contrapartida, os pontos P2, P3, P9 e P10 demandariam soluções de engenharia significativamente mais sofisticadas, aumentando os desafios relacionados à instalação, operação e manutenção dos aerogeradores.

Além disso, a elevada profundidade observada em parte da área estudada evidencia uma característica importante da margem continental brasileira. Diferentemente de regiões como o Mar do Norte, onde extensas áreas rasas favoreceram a expansão inicial da energia eólica *offshore*, a plataforma continental brasileira apresenta, em diversas regiões, uma transição relativamente rápida para águas profundas, impondo desafios adicionais ao desenvolvimento do setor (SNYDER; KAISER, 2009; IEA, 2019). Como consequência, a expansão da geração eólica *offshore* na área analisada tende a depender fortemente do amadurecimento tecnológico e da redução dos custos associados às plataformas flutuantes.

Dessa forma, os resultados batimétricos demonstram que a viabilidade técnica dos pontos analisados não depende exclusivamente da disponibilidade do recurso eólico. A profundidade do leito marinho constitui um fator determinante na definição das tecnologias de fundação e no grau de complexidade do empreendimento, tornando indispensável sua consideração conjunta nas etapas subsequentes de avaliação energética e econômica.

4.6 Potencial Energético e Viabilidade Econômica

4.6.1 Produção Anual de Energia e Fator de Capacidade

Com base nas velocidades do vento extrapoladas para a altura de cubo de 119 m, foi estimado o desempenho energético da turbina Vestas V112-3.0 MW *Offshore* em cada um dos dez pontos analisados. A avaliação foi realizada por meio da Produção Anual de Energia (EAP – *Energy Annual Production*) e do Fator de Capacidade (FC), indicadores amplamente utilizados para caracterizar o potencial de geração de empreendimentos eólicos.

A Produção Anual de Energia representa a quantidade de energia elétrica que pode ser gerada ao longo de um ano de operação, enquanto o fator de capacidade expressa a relação entre a energia efetivamente produzida e a energia máxima que seria gerada caso a turbina operasse continuamente em potência nominal durante todo o período. Dessa forma, ambos os parâmetros permitem avaliar a eficiência de aproveitamento do recurso eólico disponível em cada localidade.

A Tabela 7 apresenta os valores estimados de produção anual de energia, fator de capacidade e custo nivelado da energia para os dez pontos *offshore* estudados.

Tabela 7 - Indicadores de desempenho energético dos pontos *offshore* avaliados

Ponto	Velocidade a 119 m (m/s)	Potência (kW)	EAP (MWh/ano)	FC (%)	LCOE (R\$/MWh)
P1	7,48	30000	117142,8842	44,75	624,3
P2	7,71	30000	123324,7085	46,92	593,0
P3	7,76	30000	124878,7654	47,51	585,6
P4	7,74	30000	124227,485	47,27	588,7
P5	7,80	30000	126233,0282	48,03	579,4
P6	7,835	30000	127166,8946	48,38	575,1
P7	7,89	30000	128870,6823	49,03	567,5
P8	7,96	30000	130827,0661	49,78	559,0
P9	7,91	30000	129034,074	49,09	566,8
P10	7,99	30000	131513,9815	50	556,1

Fonte: Elaborado pela autora (2026).

Os resultados indicam que a produção anual de energia variou entre 11.714 MWh/ano, no ponto P1, e 13.151 MWh/ano, no ponto P10. Essa diferença corresponde a aproximadamente 12,3% entre os extremos, refletindo diretamente as variações observadas na intensidade dos ventos ao longo da área de estudo.

Os maiores valores de geração anual foram registrados nos pontos P8, P9 e P10, todos com produção superior a 12.900 MWh/ano. Em contrapartida, os menores valores ocorreram nos pontos P1 e P2, que também apresentaram as menores velocidades médias do vento entre os locais avaliados. Esse comportamento confirma a forte influência do regime de ventos sobre o desempenho energético dos aerogeradores.

O fator de capacidade apresentou valores compreendidos entre 44,75% e 50,0%, indicando elevado aproveitamento energético em todos os pontos analisados. Os melhores resultados foram observados nos pontos P7, P8, P9 e P10, com fatores de capacidade próximos ou superiores a 49%, enquanto o menor valor foi registrado no ponto P1.

O Custo Nivelado da Energia (*Levelized Cost of Energy* – LCOE) foi utilizado como indicador para avaliar a viabilidade econômica dos empreendimentos eólicos *offshore* nos diferentes pontos analisados. Esse parâmetro representa o custo médio de geração de energia ao longo da vida útil do projeto, relacionando os investimentos iniciais, os custos operacionais e a energia produzida durante todo o período de operação.

Os resultados indicam valores de LCOE variando entre 556,1 R\$/MWh e 624,3 R\$/MWh. O menor valor foi observado no ponto P10, enquanto o maior foi registrado no ponto P1, representando uma diferença aproximada de 68 R\$/MWh, equivalente a cerca de 10,9% entre os extremos. De modo geral, verifica-se uma tendência de redução do LCOE nos pontos que apresentaram maiores velocidades médias do vento, maior produção anual de energia e fatores de capacidade mais elevados.

Esse comportamento está diretamente relacionado ao aumento da geração de energia. Como os parâmetros econômicos adotados no modelo permaneceram constantes para todos os pontos analisados, os locais com maior produção energética apresentaram menor custo unitário de geração, uma vez que os custos totais do empreendimento foram diluídos em uma quantidade maior de energia produzida ao longo da vida útil do sistema. Observa-se, portanto, uma relação inversa entre fator de capacidade e custo nivelado da energia, comportamento amplamente reportado na literatura para empreendimentos eólicos. Dessa forma, maiores velocidades do vento e maiores fatores de capacidade tendem a resultar em menores custos unitários de geração, aumentando a competitividade econômica dos projetos.

Os melhores desempenhos econômicos foram observados nos pontos P10, P8 e P9, que apresentaram os menores valores de LCOE e os maiores fatores de capacidade. Em contrapartida, os pontos P1 e P2 registraram os maiores custos de geração, refletindo o menor aproveitamento

energético decorrente das menores velocidades médias do vento observadas nesses locais.

Entretanto, a análise dos resultados deve considerar também as condições batimétricas da área de estudo. Embora o ponto P10 tenha apresentado o menor valor de LCOE e o melhor desempenho energético entre todos os locais avaliados, sua profundidade de 1237 m representa um desafio significativo para a implantação de aerogeradores *offshore*. Em profundidades dessa magnitude, a utilização de fundações fixas torna-se tecnicamente inviável, exigindo a adoção de plataformas flutuantes e sistemas de ancoragem mais complexos. Dessa forma, o ponto P10 constitui um exemplo representativo do compromisso existente entre desempenho energético e complexidade construtiva, evidenciando que os locais de maior potencial eólico nem sempre correspondem às alternativas mais favoráveis sob a perspectiva técnico-econômica.

Situação semelhante ocorre nos pontos P2, P3 e P9, cujas profundidades variam entre 554 m e 771 m. Embora esses locais apresentem desempenho energético favorável e valores relativamente baixos de LCOE, sua implantação dependeria igualmente de soluções flutuantes, associadas a maiores desafios tecnológicos e econômicos.

Por outro lado, os pontos P4, P5, P6 e P7 apresentam profundidades inferiores a 100 m, situando-se em uma faixa mais compatível com tecnologias *offshore* já consolidadas, como fundações do tipo *jacket*. Embora seus valores de LCOE sejam ligeiramente superiores aos observados nos pontos mais profundos, essas localidades podem representar alternativas mais atrativas quando considerados os custos efetivos de implantação e a maior maturidade tecnológica disponível atualmente.

Entre os pontos de melhor desempenho energético, merece destaque o ponto P8. Apesar de apresentar um LCOE de 559,0 R\$/MWh, valor muito próximo ao obtido para o ponto P10 (556,1 R\$/MWh), sua profundidade é de apenas 162 m, significativamente inferior aos 1237 m observados no ponto P10. Essa combinação entre elevada produtividade energética e menor complexidade batimétrica sugere que o ponto P8 pode representar uma alternativa particularmente promissora para o desenvolvimento de projetos eólicos *offshore*, uma vez que oferece um equilíbrio mais favorável entre desempenho energético e viabilidade técnica.

Cabe ressaltar que os valores de LCOE obtidos neste estudo foram calculados considerando parâmetros econômicos uniformes para todos os pontos analisados. Assim, não foram incorporadas variações nos custos de investimento, instalação, operação e manutenção decorrentes das diferenças de profundidade da água e das tecnologias de fundação necessárias em cada local. Consequentemente, o modelo adotado não contempla os acréscimos de custo associados à utilização de plataformas flutuantes, sistemas de ancoragem, cabos dinâmicos de transmissão ou às diferentes condições logísticas de instalação e manutenção. Dessa forma, as diferenças observadas nos valores de LCOE refletem predominantemente a influência do recurso eólico e do desempenho energético dos aerogeradores, devendo os resultados ser interpretados como uma análise comparativa baseada essencialmente na disponibilidade do vento.

Essa característica constitui uma limitação importante da análise econômica realizada. Em um cenário real de desenvolvimento de parques eólicos *offshore*, fatores como profundidade da água, distância da costa, tecnologia de fundação empregada, custos de instalação e condições operacionais podem exercer influência significativa sobre os custos totais do empreendimento, alterando a classificação econômica dos pontos analisados.

Dessa forma, embora os pontos P8, P9 e P10 tenham apresentado os melhores indicadores econômicos sob a ótica do aproveitamento energético, a seleção de áreas prioritárias para implantação de parques eólicos *offshore* deve considerar conjuntamente o potencial eólico e as condições técnicas do local. Em particular, a incorporação de custos diferenciados em função da profundidade da água e da tecnologia de fundação empregada poderá modificar significativamente a atratividade econômica das áreas avaliadas. Assim, a integração entre desempenho energético, profundidade do leito marinho e tecnologia de fundação constitui um aspecto fundamental para a avaliação da viabilidade técnico-econômica de empreendimentos *offshore* na costa brasileira.

4.6.2 Valor Presente Líquido (VPL)

O Valor Presente Líquido (VPL) foi utilizado como indicador complementar para avaliar a viabilidade econômica dos empreendimentos eólicos *offshore* nos diferentes pontos analisados. Esse parâmetro representa a diferença entre o valor presente das receitas geradas ao longo da vida útil do projeto e o conjunto dos custos associados ao investimento inicial, operação e manutenção, permitindo verificar se o empreendimento é capaz de gerar retorno econômico suficiente para compensar os recursos investidos. Valores positivos de VPL indicam projetos economicamente atrativos, enquanto valores negativos sugerem que as receitas obtidas não são suficientes para recuperar os custos do empreendimento. A Tabela 8 apresenta os valores de VPL estimados para os dez pontos *offshore* avaliados.

Tabela 8 - Valores de Valor Presente Líquido (VPL) dos pontos analisados

Ponto	VPL (R\$)
P1	-488.010.203,25
P2	-475.871.390,78
P3	-472.819.798,85
P4	-474.098.672,21
P5	-470.160.528,55
P6	-468.326.760,84
P7	-464.981.153,17
P8	-461.139.540,35
P9	-464.660.312,49
P10	-459.790.692,86

Fonte: Elaborado pela autora (2026)

O Valor Presente Líquido (VPL) foi utilizado como indicador complementar para avaliar a viabilidade econômica dos empreendimentos eólicos *offshore* nos diferentes pontos analisados. A Tabela 9 apresenta valores negativos para todos os locais considerados, variando entre -R\$ 488,0 milhões e -R\$ 459,8 milhões. Esse resultado indica que, sob as condições econômicas adotadas neste estudo, as receitas estimadas ao longo da vida útil dos empreendimentos não seriam suficientes para compensar os custos de investimento, operação e manutenção.

Cabe destacar, contudo, que os cálculos foram realizados considerando valores de comercialização da energia compatíveis com o mercado da geração eólica onshore, os quais não refletem as condições específicas normalmente associadas aos projetos eólicos *offshore*, caracterizados por custos mais elevados e pela necessidade de mecanismos de remuneração diferenciados. Dessa forma, os resultados de VPL devem ser interpretados com cautela, sendo empregados apenas como uma análise preliminar de viabilidade econômica.

Considerando essas limitações, a avaliação da competitividade econômica dos empreendimentos foi complementada pela determinação do Custo Nivelado de Energia (LCOE), indicador amplamente utilizado em estudos de geração eólica *offshore* por permitir relacionar os custos totais do projeto à energia produzida ao longo de sua vida útil, possibilitando comparações mais adequadas entre diferentes locais e tecnologias

4.6.3 Comparação do LCOE com Outras Fontes Energéticas

A análise da competitividade econômica da energia eólica *offshore* pode ser complementada pela comparação com valores de custo nivelado da energia reportados para outras tecnologias de geração elétrica. Nesse contexto, a Tabela 9 apresenta valores de referência publicados pela *International Renewable Energy Agency* (IRENA) para diferentes fontes energéticas, incluindo energia eólica *onshore*, solar fotovoltaica, hidrelétrica e eólica *offshore*.

Tabela 9 - Comparação entre os valores de LCOE de diferentes fontes energéticas

Tecnologia	LCOE	Observações	Fonte
Eólica Onshore (Brasil)	~187,0 R\$/MWh	Tecnologia madura	IRENA (2025)
Solar Fotovoltaica (Brasil)	~236,5 R\$/MWh	Alta expansão	IRENA (2025)
Hidrelétrica (Brasil)	~313,5 R\$/MWh	Restrições ambientais	IRENA (2025)
Eólica <i>Offshore</i> (Global)	~429,0 R\$/MWh	Média Ásia/Europa	IRENA (2025)
Eólica <i>Offshore</i> – Melhor cenário (P10)	556,1 R\$/MWh	FC = 50,0%	Presente estudo (2026)
Eólica <i>Offshore</i> – Ponto P8	559,0 R\$/MWh	Menor profundidade entre os melhores desempenhos	Presente estudo (2026)
Eólica <i>Offshore</i> – Pior cenário (P1)	624,3 R\$/MWh	FC = 44,75%	Presente estudo (2026)

Tecnologia	LCOE	Observações	Fonte
Faixa de variação da área de estudo	556,1–624,3 R\$/MWh	Diferença de 10,9% entre os extremos	Presente estudo (2026)

Fonte: elaboração própria

Os valores apresentados na Tabela 9 evidenciam diferenças significativas entre os custos de geração associados às diversas fontes renováveis de energia. De maneira geral, tecnologias mais consolidadas, como a energia eólica onshore, a energia solar fotovoltaica e a geração hidrelétrica, apresentam menores valores de custo nivelado da energia, refletindo décadas de desenvolvimento tecnológico, ganhos de escala e cadeias produtivas amplamente estabelecidas em diversos países, incluindo o Brasil.

Em comparação com essas tecnologias, a energia eólica *offshore* apresenta custos mais elevados, em decorrência da maior complexidade técnica associada à instalação e operação em ambiente marítimo. A necessidade de estruturas de fundação especializadas, sistemas de transmissão submarinos, embarcações específicas e operações de manutenção mais complexas contribui para o aumento dos custos dos empreendimentos *offshore* quando comparados às alternativas terrestres.

Os resultados obtidos neste estudo indicaram valores de LCOE variando entre 556,1 R\$/MWh e 624,3 R\$/MWh, correspondendo aos pontos P10 e P1, respectivamente. Essa faixa de variação evidencia que, mesmo sob condições distintas de recurso eólico, as diferenças entre os extremos foram relativamente moderadas, da ordem de 10,9%. Observa-se ainda que os menores valores de LCOE foram associados aos locais que apresentaram maiores velocidades médias do vento, maiores produções anuais de energia e fatores de capacidade mais elevados, confirmando a forte influência do recurso eólico sobre a competitividade econômica dos empreendimentos.

Quando comparados ao valor médio global reportado pela IRENA para a energia eólica *offshore*, da ordem de 0,078 US\$/kWh, os resultados obtidos para a área de estudo situam-se em uma faixa superior. Entretanto, essa comparação deve ser realizada com cautela, uma vez que os valores internacionais representam médias obtidas a partir de projetos implantados em mercados mais maduros, especialmente na Europa e na Ásia, onde existem cadeias produtivas consolidadas, infraestrutura portuária especializada, maior experiência operacional e economias de escala que favorecem a redução dos custos de geração.

Além disso, deve-se considerar que os valores de LCOE obtidos neste trabalho foram calculados adotando parâmetros econômicos uniformes para todos os pontos analisados, não sendo incorporadas variações de custos associadas à profundidade da água, ao tipo de fundação, à distância da costa e às condições logísticas de instalação e manutenção. Dessa forma, as diferenças observadas entre os pontos refletem predominantemente a influência do recurso eólico e não os impactos econômicos decorrentes das particularidades de cada local.

Um aspecto importante evidenciado pelos resultados é que os pontos de melhor desempenho energético nem sempre correspondem necessariamente às alternativas mais favoráveis sob a

perspectiva técnico-econômica. Embora o ponto P10 tenha apresentado o menor valor de LCOE, sua profundidade de 1237 m exigiria a utilização de plataformas flutuantes e sistemas de ancoragem mais complexos, potencialmente elevando os custos reais de implantação. Por outro lado, pontos como P8, que apresentaram valores de LCOE igualmente baixos e profundidades significativamente menores, podem representar alternativas mais equilibradas entre produtividade energética e viabilidade técnica.

De forma geral, os resultados indicam que os custos estimados para a área de estudo encontram-se dentro da ordem de grandeza observada internacionalmente para a energia eólica *offshore*, reforçando o potencial dessa fonte para contribuir com a diversificação da matriz elétrica brasileira. Entretanto, a efetiva competitividade econômica da tecnologia dependerá não apenas da disponibilidade do recurso eólico, mas também do desenvolvimento de uma cadeia produtiva nacional, da redução dos custos das tecnologias de fundação e da consolidação do mercado brasileiro de geração eólica *offshore*.

4.7. Análise Multicritério dos Pontos *Offshore*

A análise dos resultados obtidos permitiu realizar uma avaliação integrada dos dez pontos *offshore* investigados, considerando simultaneamente os principais critérios que influenciam a viabilidade técnico-econômica de empreendimentos eólicos marítimos. Foram considerados como parâmetros de análise a velocidade média do vento, a produção anual de energia, o fator de capacidade, o custo nivelado da energia (LCOE), o valor presente líquido (VPL) e a profundidade do leito marinho, esta última associada às tecnologias de fundação requeridas para a implantação dos aerogeradores, todos esses valores estão evidenciados na Tabela 10.

Tabela 10 - Síntese multicritério dos pontos *offshore* avaliados

Ponto	Velocidade a 119 m (m/s)	FC (%)	LCOE (R\$/MWh)	Profundidade (m)	Tecnologia de fundação predominante	Avaliação multicritério	Prioridade
P1	7,48	44,75	624,3	154	Flutuante	Desempenho energético inferior e profundidade elevada	Baixa
P2	7,71	46,92	593,0	771	Flutuante	Bom desempenho energético, porém	Média

Ponto	Velocidade a 119 m (m/s)	FC (%)	LCOE (R\$/MWh)	Profundidade (m)	Tecnologia de fundação predominante	Avaliação multicritério	Prioridade
						elevada profundidade	
P3	7,76	47,51	585,6	554	Flutuante	Bom desempenho energético, associado a águas profundas	Média
P4	7,74	47,27	588,7	93	<i>Jacket</i>	Condições técnicas favoráveis e desempenho satisfatório	Alta
P5	7,80	48,03	579,4	69	<i>Jacket</i>	Boa combinação entre recurso eólico e profundidade	Muito alta
P6	7,84	48,38	575,1	59	<i>Jacket</i>	Melhor condição batimétrica associada a elevado desempenho energético	Muito alta
P7	7,89	49,03	567,5	82	<i>Jacket</i>	Elevado fator de capacidade e profundidade compatível com fundações	Muito alta

Ponto	Velocidade a 119 m (m/s)	FC (%)	LCOE (R\$/MWh)	Profundidade (m)	Tecnologia de fundação predominante	Avaliação multicritério	Prioridade
						fixas	
P8	7,96	49,78	559,0	162	Flutuante	Excelente desempenho energético e profundidade intermediária	Muito alta
P9	7,91	49,09	566,8	634	Flutuante	Elevado desempenho energético, mas em águas profundas	Média
P10	7,99	50,00	556,1	1237	Flutuante	Melhor desempenho energético, porém em águas ultraprofundas	Média

Fonte: elaborado pela autora

Os resultados evidenciaram que os pontos P8, P9 e P10 apresentaram os melhores indicadores energéticos, caracterizados pelas maiores velocidades médias do vento, maiores produções anuais de energia, fatores de capacidade próximos de 50% e menores valores de LCOE. Entretanto, os pontos P9 e P10 estão localizados em regiões com profundidades superiores a 600 m e 1200 m, respectivamente, o que implica a necessidade de utilização de plataformas flutuantes e sistemas de ancoragem mais complexos, associados a maiores desafios tecnológicos e custos de implantação.

Por outro lado, os pontos P4, P5, P6 e P7 apresentaram profundidades inferiores a 100 m, compatíveis com fundações fixas do tipo jacket, tecnologia mais consolidada na indústria *offshore*. Entre esses locais, destacam-se os pontos P6 e P7, que combinaram elevados fatores de capacidade, superiores a 48%, com valores relativamente baixos de LCOE, inferiores a 575 R\$/MWh, configurando um equilíbrio favorável entre desempenho energético e viabilidade técnica.

Embora o ponto P10 tenha apresentado os melhores indicadores energéticos e o menor valor de LCOE, sua elevada profundidade representa uma limitação importante para a implantação de empreendimentos com tecnologias atualmente mais consolidadas. Em contrapartida, os pontos P6 e P7 apresentam uma combinação mais equilibrada entre potencial eólico, desempenho energético e

condições batimétricas, podendo ser considerados os locais mais promissores para o desenvolvimento da energia eólica *offshore* na área estudada.

Adicionalmente, o ponto P8 apresentou desempenho energético semelhante ao do ponto P10, com fator de capacidade de 49,78% e LCOE de 559,0 R\$/MWh, porém associado a uma profundidade significativamente inferior. Dessa forma, esse ponto também se destaca como uma alternativa potencialmente atrativa, sobretudo em cenários futuros de maior maturidade das tecnologias de fundação flutuante.

De maneira geral, a análise multicritério demonstrou que a seleção de áreas para implantação de parques eólicos *offshore* não deve ser baseada exclusivamente na intensidade do recurso eólico.

Aspectos relacionados à profundidade da água, às tecnologias de fundação disponíveis e aos indicadores econômicos exercem influência significativa sobre a viabilidade dos empreendimentos.

Assim, a integração dos diferentes critérios analisados permitiu identificar os pontos P6, P7 e P8 como aqueles que apresentam o melhor compromisso entre desempenho energético e viabilidade técnico-econômica para o desenvolvimento da energia eólica *offshore* na região da Bacia de Campos.

Embora os resultados obtidos indiquem um potencial energético favorável para a região analisada, é importante destacar que as estimativas foram realizadas com base em dados de reanálise

ERA5, amplamente empregados em estudos de avaliação do recurso eólico devido à sua cobertura espacial e temporal consistente (Hersbach et al., 2020). Entretanto, a ausência de medições anemométricas in situ representa uma limitação inerente à análise, uma vez que dados provenientes de torres meteorológicas *offshore*, LiDAR flutuantes ou campanhas de medição de longo prazo permitem uma caracterização mais precisa das condições locais de vento.

A obtenção de dados medidos em ambiente *offshore* ainda constitui um desafio significativo, especialmente no contexto brasileiro, em razão dos elevados custos associados à instalação, operação e manutenção de sistemas de monitoramento em alto-mar. Além disso, a inexistência de parques eólicos *offshore* em operação no país limita a disponibilidade de séries históricas observacionais, tornando o uso de bases de reanálise uma alternativa tecnicamente viável e amplamente adotada na literatura (Mattar et al., 2021; Azevedo et al. 2020; Nogueira et al., 2023).

Nesse sentido, os resultados apresentados devem ser interpretados como estimativas preliminares do potencial energético e da viabilidade econômica dos empreendimentos analisados. Estudos futuros poderão refinar essas estimativas por meio da integração entre dados de reanálise e campanhas de medição em campo, reduzindo as incertezas associadas à extrapolação vertical do vento e à representação das condições atmosféricas locais. Tal abordagem é considerada uma etapa fundamental para a redução dos riscos técnicos e financeiros em projetos eólicos *offshore* (Musial et al., 2022; NREL, 2023).

4.8 Matriz SWOT da Energia Eólica *Offshore* no Brasil

Com o objetivo de complementar as análises técnicas, econômicas e regulatórias desenvolvidas ao longo deste estudo, foi elaborada uma matriz SWOT (Quadro 7), permitindo identificar os principais fatores internos e externos capazes de influenciar a consolidação da energia eólica *offshore* no Brasil. A utilização dessa ferramenta possibilita integrar diferentes dimensões da análise, contemplando aspectos relacionados aos recursos naturais, estrutura industrial, ambiente regulatório, dinâmica de mercado e tendências tecnológicas.

Quadro 6 - Análise SWOT da Energia Eólica *Offshore* no Brasil

	Fatores Positivos	Fatores Negativos
Fatores Internos	Forças (<i>Strengths</i>) - Elevado potencial eólico ao longo da costa brasileira; - Experiência consolidada em engenharia <i>offshore</i> proveniente do setor de óleo e gás; - Proximidade de importantes centros de carga, especialmente na região Sudeste; - Complementaridade com a matriz hidrelétrica brasileira; - Elevados fatores de capacidade em comparação aos projetos onshore.	Fraquezas (<i>Weaknesses</i>) - Marco regulatório ainda em consolidação; - Fragmentação institucional entre órgãos competentes; - Elevados custos de investimento (CAPEX) e desafios logísticos; - Ausência de cadeia produtiva nacional consolidada; - Incertezas regulatórias e ausência de mecanismos específicos de contratação
Fatores Externos	Oportunidades (<i>Opportunities</i>) - Expansão do mercado global de energia eólica <i>offshore</i>; - Redução gradual dos custos tecnológicos; - Transição energética e metas globais de descarbonização; - Possibilidade de desenvolvimento industrial nacional; - Integração com a cadeia do hidrogênio verde.	Ameaças (<i>Threats</i>) - Concorrência internacional, especialmente da Europa e da China; - Persistência de riscos regulatórios e insegurança jurídica; - Conflitos socioambientais relacionados ao uso do espaço marítimo; - Dependência de importação de equipamentos e tecnologias; - Instabilidade econômica e limitações ao financiamento de longo prazo.

Fonte: elaboração da própria autora (2026)

Os resultados obtidos evidenciam que o Brasil reúne condições naturais particularmente favoráveis ao desenvolvimento da energia eólica *offshore*. O elevado potencial eólico presente ao longo da costa brasileira, associado à ocorrência de ventos mais intensos e regulares em comparação aos observados em terra, representa uma importante vantagem competitiva para o país. Estudos conduzidos pela Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA, 2023) e pelo *Global Wind Energy Council* (GWEC, 2024) destacam que a disponibilidade de recursos eólicos de elevada qualidade constitui um dos principais fatores responsáveis pela expansão da tecnologia *offshore* em mercados consolidados, como Reino Unido, Dinamarca e China. Nesse contexto, a possibilidade de

obtenção de elevados fatores de capacidade, associada à complementaridade entre a geração eólica e a matriz hidrelétrica brasileira, contribui para aumentar a segurança energética e reduzir a vulnerabilidade decorrente das variações hidrológicas.

Outro aspecto que se destaca entre as forças identificadas é a experiência acumulada pelo Brasil em atividades *offshore* ligadas à indústria de petróleo e gás. Conforme discutido por Musial et al. (2022), diversos países têm se beneficiado da infraestrutura e do conhecimento técnico desenvolvidos no setor petrolífero para acelerar a implantação da energia eólica marítima. No caso brasileiro, essa sinergia pode favorecer a transferência de competências em engenharia, logística e operações marítimas, reduzindo parte das barreiras associadas à introdução da nova tecnologia. Além disso, a proximidade de importantes centros de carga, especialmente nas regiões Sudeste e Nordeste, representa uma vantagem adicional em relação a países cujos parques *offshore* se encontram mais distantes dos principais polos consumidores.

Apesar dessas vantagens, a análise também evidencia limitações estruturais importantes. A ausência de uma cadeia produtiva nacional consolidada e os elevados custos de investimento permanecem entre os principais desafios para a viabilização econômica dos projetos. Segundo o relatório da IEA (2023), os elevados custos de capital e a dependência de fornecedores internacionais constituem obstáculos recorrentes em mercados emergentes de energia eólica *offshore*. Situação semelhante foi identificada por Vasconcelos e Castilho (2025), que apontam que a expansão das energias renováveis no Brasil depende não apenas da disponibilidade de recursos naturais, mas também do fortalecimento das capacidades industriais e institucionais do país. Nesse sentido, a forte dependência da importação de turbinas, cabos submarinos e sistemas de fundação tende a aumentar a exposição do setor às oscilações cambiais e às restrições das cadeias globais de suprimentos.

No âmbito institucional, a análise evidencia que a consolidação do marco regulatório representa um dos principais condicionantes para o desenvolvimento da eólica *offshore* no Brasil. A literatura internacional demonstra que países pioneiros, como Reino Unido e Dinamarca, alcançaram elevados níveis de expansão da capacidade instalada a partir da implementação de modelos de governança caracterizados por planejamento antecipatório, definição clara de competências institucionais e mecanismos específicos de contratação da energia (IEA, 2023; IRENA, 2023). Em contraste, o modelo brasileiro ainda se encontra em fase de consolidação, apresentando desafios relacionados à coordenação entre os diversos órgãos envolvidos, à definição dos procedimentos de cessão de áreas e à estruturação de mecanismos de remuneração adequados às especificidades dos empreendimentos *offshore*.

No que se refere aos fatores externos, observa-se que a crescente intensificação da transição energética e os compromissos globais de descarbonização constituem oportunidades relevantes para a expansão da energia eólica *offshore*. De acordo com o GWEC (2024), a tecnologia deverá desempenhar papel estratégico na redução das emissões de carbono e no atendimento da crescente

demanda por eletricidade de baixo impacto ambiental. Adicionalmente, a possibilidade de integração entre a geração *offshore* e a produção de hidrogênio verde amplia as perspectivas de inserção do Brasil nas cadeias globais de energia limpa, favorecendo a diversificação da matriz energética e a criação de novas oportunidades de desenvolvimento industrial.

Por outro lado, a análise evidencia que o setor está inserido em um ambiente de elevada competição internacional. A liderança tecnológica já consolidada por países europeus e, principalmente, pela China, representa um desafio significativo para economias emergentes que buscam estruturar suas cadeias produtivas. Conforme destacado pelo GWEC (2024), a rápida expansão chinesa tem sido acompanhada por ganhos de escala, redução de custos e fortalecimento da indústria nacional, fatores que ampliam a competitividade do país no mercado global. Além disso, conflitos relacionados ao uso do espaço marítimo e questões socioambientais associadas às atividades pesqueiras, à navegação e à conservação dos ecossistemas marinhos representam desafios adicionais, reforçando a necessidade de instrumentos de governança territorial e planejamento espacial marinho.

De maneira geral, os resultados da matriz SWOT indicam que o Brasil dispõe de vantagens comparativas expressivas para o desenvolvimento da energia eólica *offshore*, especialmente em função da qualidade do recurso eólico e da complementaridade com a matriz elétrica nacional. Entretanto, a transformação desse potencial em vantagem competitiva efetiva dependerá da consolidação do marco regulatório, do fortalecimento da cadeia produtiva doméstica e da implementação de políticas capazes de reduzir os riscos econômicos e institucionais associados aos empreendimentos. Esses resultados estão em consonância com as conclusões de Vasconcelos e Castilho (2025), que destacam que a expansão sustentável das energias renováveis no Brasil exige a articulação entre disponibilidade de recursos naturais, capacidade industrial e estabilidade regulatória.

5.0 Estratégias para Superação dos Desafios da Energia

Eólica *Offshore* no Brasil

Com base nas limitações identificadas ao longo das análises regulatórias, energéticas e econômicas desenvolvidas no Capítulo 4, são propostas estratégias voltadas à superação dos principais desafios para a implantação da energia eólica *offshore* no Brasil.

A análise realizada nesta pesquisa evidencia que a viabilidade da energia eólica *offshore* no Brasil não depende exclusivamente da disponibilidade do recurso eólico, mas da capacidade de superar entraves regulatórios, técnicos e econômicos que ainda limitam a consolidação desse segmento no país. Embora o litoral brasileiro apresente elevado potencial energético e condições favoráveis para a implantação de empreendimentos *offshore*, a transformação desse potencial em projetos efetivamente implantados requer a adoção de políticas públicas, instrumentos regulatórios e mecanismos de incentivo capazes de reduzir riscos e aumentar a atratividade dos investimentos.

5.1 Superação dos Desafios Regulatórios

No campo regulatório, um dos principais desafios para a expansão da energia eólica *offshore* no Brasil está relacionado à consolidação e operacionalização do marco normativo recentemente estabelecido. Embora os avanços regulatórios tenham proporcionado maior clareza quanto à utilização de áreas marítimas para geração de energia, ainda persistem desafios associados à coordenação institucional, à definição de procedimentos e à redução das incertezas enfrentadas pelos investidores.

Nesse contexto, torna-se fundamental o aprimoramento dos mecanismos de governança envolvidos no processo de autorização e licenciamento dos empreendimentos, de forma a minimizar sobreposições de competências entre os diferentes órgãos públicos e aumentar a previsibilidade dos processos administrativos. A existência de regras claras, transparentes e estáveis constitui um fator essencial para atrair investimentos de longo prazo e reduzir os riscos associados ao desenvolvimento dos projetos.

Adicionalmente, recomenda-se o fortalecimento do Planejamento Espacial Marinho (PEM) como instrumento estratégico de ordenamento das atividades realizadas no ambiente marinho. A adoção dessa abordagem pode contribuir para a compatibilização entre a geração de energia eólica *offshore* e outros usos do espaço marítimo, como a pesca, a navegação, a exploração de petróleo e gás e a conservação ambiental, reduzindo potenciais conflitos de uso e promovendo uma gestão mais integrada dos recursos marinhos.

Além dos aspectos técnicos e institucionais, o desenvolvimento da energia eólica *offshore* deve incorporar princípios de justiça ambiental, buscando assegurar que os benefícios e os impactos associados aos empreendimentos sejam distribuídos de forma equilibrada entre os diferentes grupos

sociais envolvidos. Nesse sentido, a participação efetiva das comunidades costeiras, pescadores artesanais, populações tradicionais e demais usuários do ambiente marinho nos processos de planejamento e tomada de decisão torna-se fundamental para a identificação antecipada de conflitos e para a construção de soluções socialmente legítimas. A inclusão desses atores nas etapas de consulta e licenciamento pode contribuir para ampliar a aceitação social dos projetos, fortalecer a transparência dos processos decisórios e promover uma transição energética mais justa e inclusiva.

Por fim, a definição de diretrizes específicas para o licenciamento ambiental de empreendimentos eólicos *offshore* pode contribuir para aumentar a eficiência dos processos de avaliação, sem comprometer os critérios de proteção ambiental. A padronização de procedimentos, associada a uma maior integração entre os órgãos responsáveis, tende a reduzir incertezas regulatórias e proporcionar maior segurança jurídica para os investidores. Dessa forma, a consolidação de um ambiente regulatório robusto, transparente e participativo representa um passo fundamental para viabilizar a expansão sustentável da energia eólica *offshore* no Brasil.

5.2 Superação dos Desafios Técnicos

Os desafios técnicos representam um dos principais obstáculos para a expansão da energia eólica *offshore* no Brasil. Embora o país disponha de elevado potencial eólico ao longo de sua costa, características específicas da margem continental brasileira, como a rápida transição para águas profundas, impõem limitações importantes à adoção das tecnologias atualmente mais consolidadas no mercado internacional.

Nesse contexto, o avanço das tecnologias de fundação flutuante surge como uma alternativa estratégica para viabilizar o aproveitamento de áreas localizadas em profundidades elevadas. Conforme observado nos resultados deste estudo, alguns dos pontos que apresentaram melhor desempenho energético encontram-se em profundidades superiores aos limites normalmente associados às fundações fixas convencionais. Dessa forma, investimentos em pesquisa, desenvolvimento e demonstração de plataformas flutuantes podem ampliar significativamente as áreas disponíveis para exploração eólica *offshore* no país.

Outro aspecto relevante refere-se à infraestrutura necessária para instalação, operação e manutenção dos empreendimentos. A implantação de parques eólicos *offshore* demanda portos capazes de receber, armazenar e montar componentes de grandes dimensões, além de embarcações especializadas para transporte e instalação das estruturas. Nesse sentido, a modernização da infraestrutura portuária nacional e o fortalecimento da indústria naval podem contribuir para reduzir custos logísticos e aumentar a competitividade do setor.

A expansão da rede de transmissão também constitui um desafio fundamental para a integração da energia gerada em ambiente *offshore* ao Sistema Interligado Nacional (SIN). O desenvolvimento de novas linhas de transmissão, subestações e sistemas de conexão marítima será

essencial para garantir o escoamento seguro da energia produzida, especialmente em regiões com elevado potencial de geração renovável. Além disso, a adoção de tecnologias avançadas de monitoramento e controle pode aumentar a confiabilidade operacional e a eficiência da integração ao sistema elétrico.

A complementaridade entre a energia eólica *offshore*, os sistemas de armazenamento de energia e a produção de hidrogênio verde também representa uma oportunidade para superar limitações técnicas associadas à variabilidade da geração renovável. O aproveitamento dos excedentes energéticos para produção de hidrogênio pode contribuir para reduzir perdas por restrições operacionais, aumentar a flexibilidade do sistema elétrico e criar novas oportunidades de desenvolvimento econômico.

Por fim, a ampliação dos investimentos em pesquisa, desenvolvimento e inovação desempenha papel fundamental na superação dos desafios técnicos do setor. A cooperação entre universidades, centros de pesquisa, empresas e órgãos governamentais pode acelerar a adaptação de tecnologias *offshore* às condições específicas da costa brasileira, contribuindo para a redução de custos, o aumento da eficiência dos sistemas e a consolidação de uma cadeia produtiva nacional voltada para a energia eólica *offshore*.

Dessa forma, a superação dos desafios técnicos depende de uma combinação de avanços tecnológicos, fortalecimento da infraestrutura e estímulo à inovação, criando as condições necessárias para o desenvolvimento sustentável da energia eólica *offshore* no Brasil

5.3 Superação dos Desafios Econômicos

A viabilidade econômica constitui um dos principais fatores condicionantes para o desenvolvimento da energia eólica *offshore* no Brasil. Apesar do elevado potencial eólico identificado ao longo da costa brasileira, os altos custos de investimento associados à implantação dos empreendimentos ainda representam uma barreira significativa para a expansão dessa tecnologia. Entre os principais componentes de custo destacam-se a fabricação e instalação dos aerogeradores, as estruturas de fundação, os sistemas de transmissão submarina e as atividades de operação e manutenção realizadas em ambiente marítimo.

Nesse contexto, a criação de mecanismos de financiamento específicos para projetos *offshore* pode desempenhar papel fundamental na redução dos riscos financeiros e na atração de investimentos privados. Linhas de crédito de longo prazo, condições diferenciadas de financiamento e instrumentos de compartilhamento de riscos podem contribuir para reduzir o custo de capital dos empreendimentos e aumentar sua competitividade em relação a outras fontes de geração elétrica.

Outra estratégia importante consiste no fortalecimento da cadeia produtiva nacional voltada para a energia eólica *offshore*. O desenvolvimento de fornecedores locais de equipamentos, componentes e serviços especializados pode reduzir a dependência de importações, minimizar custos logísticos e estimular a geração de emprego e renda. Além disso, a integração das competências já

existentes nos setores naval, portuário e de petróleo e gás pode facilitar a adaptação da infraestrutura industrial brasileira às demandas específicas da indústria *offshore*.

A realização de projetos-piloto e empreendimentos demonstrativos também pode contribuir para a redução gradual dos custos da tecnologia. A experiência internacional demonstra que o aumento da escala de implantação e o aprendizado acumulado ao longo do tempo resultam em ganhos de eficiência operacional e redução dos custos de geração. Dessa forma, a implementação dos primeiros projetos *offshore* no Brasil pode representar um passo importante para a consolidação do mercado nacional e para o desenvolvimento de conhecimento técnico especializado.

Adicionalmente, a criação de mecanismos de contratação adequados às características da energia eólica *offshore* pode proporcionar maior segurança para investidores e financiadores. Instrumentos como contratos de longo prazo, leilões específicos para geração *offshore* e políticas de incentivo à transição energética podem contribuir para aumentar a previsibilidade das receitas dos empreendimentos e reduzir a percepção de risco associada ao setor.

Por fim, a integração entre a geração eólica *offshore* e novas oportunidades de mercado, como a produção de hidrogênio verde, pode ampliar as possibilidades de aproveitamento econômico da energia gerada. Essa estratégia permite diversificar as fontes de receita dos empreendimentos e fortalecer a competitividade da tecnologia em um cenário de crescente demanda por soluções energéticas de baixo carbono.

Dessa forma, a superação dos desafios econômicos e financeiros da energia eólica *offshore* depende da combinação entre políticas públicas adequadas, mecanismos de financiamento, fortalecimento da cadeia produtiva nacional e desenvolvimento de novos mercados consumidores, criando condições favoráveis para a expansão sustentável do setor no Brasil.

6. Considerações Finais

O presente estudo teve como objetivo avaliar a viabilidade técnico-econômica da implantação de parques eólicos *offshore* na região da Bacia de Campos, considerando a influência conjunta das condições do recurso eólico, da profundidade do leito marinho e dos indicadores de desempenho energético e econômico. Para isso, foram analisados dez pontos distribuídos ao longo da área de estudo, utilizando dados de vento provenientes da reanálise ERA5, informações batimétricas e uma abordagem baseada na estimativa da produção anual de energia, fator de capacidade, custo nivelado da energia e valor presente líquido.

Os resultados obtidos demonstraram que a região analisada apresenta condições favoráveis para o aproveitamento do recurso eólico *offshore*, com velocidades médias extrapoladas para a altura do cubo da turbina variando entre 7,48 m/s e 7,99 m/s. A caracterização estatística por meio da Distribuição de Weibull permitiu representar adequadamente o regime de ventos da área de estudo, fornecendo subsídios para a estimativa da produção energética dos aerogeradores. Os valores de produção anual de energia variaram entre 117.142 MWh/ano e 131.514 MWh/ano, enquanto os fatores de capacidade situaram-se entre 44,75% e 50,0%, indicando elevado aproveitamento energético em todos os pontos avaliados.

A análise batimétrica evidenciou elevada heterogeneidade das profundidades ao longo da área de estudo, com valores compreendidos entre 59 m e 1237 m. Os resultados indicaram que os pontos P4, P5, P6 e P7 apresentam profundidades inferiores a 100 m, tornando-se mais compatíveis com a utilização de fundações fixas do tipo *jacket*, tecnologia já consolidada na indústria *offshore*. Em contrapartida, os pontos P2, P3, P9 e P10 caracterizam-se como ambientes profundos e ultraprofundos, exigindo a adoção de plataformas flutuantes e sistemas de ancoragem mais complexos, associados a maiores desafios tecnológicos e operacionais.

Sob a perspectiva energética, os melhores desempenhos foram observados nos pontos P8, P9 e P10, que apresentaram os maiores valores de produção anual de energia, fatores de capacidade próximos de 50% e os menores valores de custo nivelado da energia. Os valores de LCOE variaram entre 556,1 R\$/MWh e 624,3 R\$/MWh, evidenciando a influência direta do recurso eólico sobre a competitividade dos empreendimentos. Observou-se uma relação inversa entre fator de capacidade e custo nivelado da energia, de modo que os locais com maior geração anual apresentaram menores custos unitários de produção.

Entretanto, os resultados demonstraram que os pontos de maior desempenho energético não correspondem necessariamente às alternativas mais favoráveis sob a perspectiva técnico-econômica. Embora o ponto P10 tenha apresentado o menor valor de LCOE e o maior fator de capacidade, sua profundidade de 1237 m implica a necessidade de utilização de tecnologias flutuantes, aumentando significativamente a complexidade construtiva do empreendimento. Por outro lado, pontos como P8, que apresentaram desempenho energético semelhante e profundidades consideravelmente inferiores,

podem representar alternativas mais equilibradas entre produtividade energética e viabilidade técnica.

A análise econômica por meio do Valor Presente Líquido indicou valores negativos para todos os cenários avaliados, evidenciando que, nas condições econômicas adotadas neste estudo, as receitas provenientes da comercialização da energia não foram suficientes para compensar os custos de investimento e operação dos empreendimentos. Entretanto, esses resultados não devem ser interpretados como uma inviabilidade definitiva da energia eólica *offshore* na região. Os valores obtidos refletem as premissas econômicas adotadas e estão sujeitos a alterações em função de fatores como redução dos custos tecnológicos, aumento da potência unitária dos aerogeradores, mudanças nas condições de financiamento e evolução do mercado brasileiro de energia *offshore*.

Cabe ressaltar que as análises econômicas desenvolvidas consideraram parâmetros de investimento e operação uniformes para todos os pontos avaliados. Dessa forma, não foram incorporadas variações de custos associadas à profundidade da água, ao tipo de fundação, à distância da costa, à logística de instalação e às condições de operação e manutenção. Consequentemente, as diferenças observadas entre os valores de LCOE e VPL refletem predominantemente as variações do recurso eólico, constituindo uma análise comparativa baseada essencialmente no desempenho energético dos diferentes locais.

No âmbito regulatório e operacional, verificou-se que a expansão da geração eólica *offshore* no Brasil está condicionada não apenas à disponibilidade do recurso eólico, mas também à evolução do arcabouço institucional e da infraestrutura do Sistema Interligado Nacional. Aspectos relacionados à expansão da rede de transmissão, à flexibilidade operativa, aos mecanismos de reserva de capacidade e à mitigação dos efeitos do *curtailment* assumem papel fundamental para a integração eficiente das fontes renováveis variáveis em larga escala. Nesse contexto, a consolidação do marco regulatório nacional representa um passo importante para viabilizar o desenvolvimento do setor e reduzir as incertezas associadas aos investimentos.

De maneira geral, os resultados obtidos permitem concluir que a Bacia de Campos apresenta potencial significativo para o desenvolvimento da energia eólica *offshore*. Contudo, a seleção de áreas prioritárias para implantação de empreendimentos não deve ser baseada exclusivamente na intensidade dos ventos, sendo necessária a consideração conjunta dos aspectos energéticos, batimétricos, tecnológicos, econômicos e regulatórios. A integração desses fatores constitui elemento fundamental para a avaliação da viabilidade técnico-econômica da energia eólica *offshore* na costa brasileira.

Por fim, recomenda-se que estudos futuros incorporem análises econômicas mais detalhadas, considerando custos variáveis em função da profundidade da água e da tecnologia de fundação empregada, bem como a distância da costa, os custos de conexão à rede, diferentes cenários de preço da energia e análises de sensibilidade associadas às taxas de desconto e aos investimentos iniciais.

Adicionalmente, a avaliação de tecnologias flutuantes e de sistemas de armazenamento de energia poderá contribuir para uma compreensão mais abrangente das perspectivas de desenvolvimento da energia eólica *offshore* no Brasil, especialmente em regiões caracterizadas por águas profundas e ultraprofundas, como grande parte da margem continental brasileira.

7. Referências Bibliográficas

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). *Banco de Informações de Geração – BIG*. Brasília, DF, 2025.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução nº 112, de 18 de maio de 1999. Brasília, DF, 1999.
- ALMEIDA, F. *Avaliação técnico-econômica de projetos eólicos offshore*. São Paulo: Blucher, 2025.
- ANDRADE, Israel de Oliveira; CARVALHO, Andrea Bento. *Planejamento espacial marinho como ferramenta de gestão de política pública para a Amazônia Azul*. Brasília, DF: Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (Ipea), 2025. (Texto para Discussão, n. 3088).
- ANDRADE, L.; CARVALHO, R. Planejamento espacial marinho no Brasil: desafios institucionais e participação social. *Revista de Gestão Costeira Integrada*, v. 25, n. 1, 2025.
- ANDRADE, M. et al. Renewable energy transitions and climate commitments. *Energy Policy*, v. 180, 2024.
- ANP – AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. *Marco legal e investimentos em infraestrutura para medição do recurso eólico offshore autorizado em 2025*. Brasília, DF, 2025.
- AZEVEDO, Sylvester Stallone Pereira de; PEREIRA JUNIOR, Amaro Olimpio; SILVA, Neilton Fidelis da; ARAÚJO, Renato Samuel Barbosa de; CARLOS JÚNIOR, Antonio Aldísio. Assessment of Offshore Wind Power Potential along the Brazilian Coast. *Energies*, v. 13, n. 10, p. 2557, 2020. DOI: <https://doi.org/10.3390/en13102557>.
- BHATTACHARYA, Subhamoy. *Design of Foundations for Offshore Wind Turbines*. Hoboken: John Wiley & Sons, 2019.
- BLOOMBERGNEF (BNEF). *Levelized Cost of Electricity Update*. New York: BloombergNEF, 2023.
- BRASIL. *Constituição da República Federativa do Brasil de 1988*. Brasília, DF: Presidência da República, 1988.
- BRASIL. Decreto nº 10.946, de 25 de janeiro de 2022. Dispõe sobre a cessão de uso de áreas marítimas para geração de energia elétrica offshore.
- BRASIL. Decreto nº 12.491, de 5 de fevereiro de 2025. Institui o Planejamento Espacial Marinho.
- BRASIL. Lei nº 15.097, de 10 de janeiro de 2025. Dispõe sobre o aproveitamento do potencial energético offshore.
- BURTON, Tony; JENKINS, Nick; SHARPE, David; BOSSANYI, Ervin. *Wind Energy Handbook*. 2. ed. Chichester: John Wiley & Sons, 2011.
- CAVALCANTE, R. Expansão da energia eólica no Brasil e seus desafios regulatórios. *Revista Brasileira de Energia*, v. 30, n. 2, 2024.
- CERUTTI, M. Offshore wind foundations: lessons from Vindeby. *Renewable Energy Journal*, 2023.
- COMISSÃO INTERMINISTERIAL PARA OS RECURSOS DO MAR (CIRM); MINISTÉRIO

DO MEIO AMBIENTE E MUDANÇA DO CLIMA (MMA). *Planejamento Espacial Marinho*. Brasília, DF, 2025.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA (CNI). *Energia eólica offshore: desafios regulatórios e oportunidades*. Brasília, DF: CNI, 2023.

CORIOLOANO, A. C. F. et al. Estudo da variação temporal do potencial de energia eólica *offshore* no sudeste do Brasil. *Ciência e Natura*, Santa Maria, v. 44, e20, 2022.

CRUZ FERNANDES, G. C.; LEMOS, A. T.; VIDAL, D. B. Estudo de indicadores sobre a regulação para a exploração eólica *offshore* no Brasil. *Direito Ambiental e Sociedade*, v. 14, n. 2, 2025.

DANTAS, A. *Offshore wind cost reduction pathways*. *Renewable Energy*, v. 209, 2023.

DE ASSIS TAVARES, Luiz Fernando et al. Assessment of *Offshore Wind Power Potential* along the Brazilian Coast. *Energies*, v. 13, n. 10, 2020.

DNV. *Energy Transition Outlook 2021: Offshore Wind*. Høvik, 2021.

EL KHACHINE, M. et al. Analysis of Wind Speed Extrapolation and Wind Power Density Assessment in Tetouan City. *Energy Science & Engineering*, 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Roadmap Eólica Offshore Brasil*. Rio de Janeiro: EPE, 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Plano Nacional de Energia 2050*. Rio de Janeiro: EPE, 2023.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2034*. Rio de Janeiro: EPE, 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). *Balanco Energético Nacional 2025: ano-base 2024*. Rio de Janeiro: EPE, 2025.

ESTEBAN, Manuel D. et al. Why *offshore wind energy*? *Renewable Energy*, v. 36, n. 2, p. 444-450, 2011.

ESTEYCO. *ELISA Technology Demonstrator*. Madrid, 2024.

FRANÇA DOS ANJOS, J.; FLEURY, L.; GUEDES, A. Estrutura de custos da energia eólica *offshore*. *Revista Brasileira de Energia*, v. 29, n. 1, 2024.

FURTADO, Celso. *O mito do desenvolvimento econômico*. Rio de Janeiro: Paz e Terra, 1974.

GIAMETTI, L. S. et al. Planejamento espacial marinho e governança ambiental no Brasil. *Desenvolvimento e Meio Ambiente*, v. 63, 2023.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL (GWEC). *Global Offshore Wind Report 2024*. Brussels: GWEC, 2024.

GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL (GWEC). *Global Wind Report 2024*. Brussels: GWEC, 2024.

HERSBACH, H. et al. The ERA5 global reanalysis. *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, v. 146, n. 730, p. 1999-2049, 2020.

IBAMA – INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS. *Panorama do licenciamento ambiental de projetos eólicos offshore no Brasil*.

Brasília, DF: IBAMA, 2024.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). *Integrating Wind*. Paris: OECD/IEA, 2011.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). *Offshore Wind Outlook 2019*. Paris: IEA, 2019.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). *Offshore Wind*. Paris: IEA, 2023.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). *World Energy Outlook 2024*. Paris: IEA, 2024.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). *Future of Wind: Deployment, Investment, Technology, Grid Integration and Socio-Economic Aspects*. Abu Dhabi: IRENA, 2019.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). *Offshore Wind Outlook*. Abu Dhabi: IRENA, 2023.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). *Renewable Power Generation Costs in 2024*. Abu Dhabi: IRENA, 2025.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA); GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL (GWEC). *Enabling Frameworks for Offshore Wind Scale-Up: Innovations in Permitting*. Abu Dhabi: IRENA, 2023.

JUSTUS, C. G.; MIKHAIL, A. Height variation of wind speed and wind distribution statistics. *Geophysical Research Letters*, v. 3, n. 5, p. 261-264, 1976.

LAZARD. *Levelized Cost of Energy Analysis – Version 18.0*. New York: Lazard, 2025.

LOIOLA, Roberto Rodrigues; KIMURA, Herbert; SOUZA, Ludmila de Melo. Sustainable finance, green bonds and financial performance: a literature review. *International Journal of Financial Studies*, v. 13, n. 4, 2025.

MANWELL, J. F.; MCGOWAN, J. G.; ROGERS, A. L. *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*. 2. ed. Chichester: John Wiley & Sons, 2009.

MATTAR, C. et al. Brazil's offshore wind energy potential assessment based on a spatial multi-criteria decision analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 144, p. 111185, 2021. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111185>.

MELO, Rodrigo H. R. Quevedo; MELO, Ricardo H. R. Quevedo; MELO, Evanisa Fatima R. Q. Governança climática e energia eólica offshore no Brasil: avanços, desafios e perspectivas. *Scientific Journal ANAP*, v. 3, n. 13, 2025.

MENDICINO, L.; MENNITI, D.; PINNARELLI, A.; SORRENTINO, N. Corporate power purchase agreement: formulation of the related levelized cost of energy and its application to a real life case study. *Applied Energy*, v. 253, p. 113577, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113577>.

MENZO, Prince Nartey et al. Innovative climate finance in Ghana: a systematic review of green bonds, blended finance, and climate funds. *MPRA Paper*, 2025.

MILANEZ, Bruno; SANTOS, Rodrigo. Transição energética e justiça ambiental: limites da economia verde no Brasil. *Revista Brasileira de Ciências Sociais*, v. 39, n. 115, 2024.

MIRANDA, _____; MUSTAFA, _____. *História dos combustíveis fósseis*. s.l.: s.n., s.d.

MUSIAL, Walt; BUTTERFIELD, Sandy; BOONE, Aaron. *Feasibility of Floating Platform Systems for Wind Turbines*. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2004.

MUSIAL, Walt; SPITSEN, Pieter; BEITER, Philipp; DORIS, Erin; MARQUIS, Melinda. *Offshore Wind Market Report: 2022 Edition*. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2022. (NREL/TP-5000-84774).

NASCIMENTO, et al. *Energia eólica offshore e fundações marítimas*. 2025.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL). *Offshore Wind Market Report*. Golden, CO: NREL, 2023.

NEWBERY, David. Market design for a high-renewables European electricity system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 91, p. 695-707, 2018. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.025>.

NOGUEIRA, Erika Carvalho; MORAIS, Rafael Cancellia; PEREIRA JR., Amaro Olimpio. Offshore wind power potential in Brazil: complementarity and synergies. *Energies*, v. 16, n. 16, art. 5912, 2023.

NORTH, Douglass C. *Institutions, Institutional Change and Economic Performance*. Cambridge: Cambridge University Press, 1990.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). *Plano da Operação Energética 2024-2028*. Rio de Janeiro: ONS, 2024.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS). *Relatórios do Sistema Interligado Nacional*. Rio de Janeiro: ONS, 2024.

OZATO, Jorge Yuri et al. Offshore wind power generation: an economic analysis on the Brazilian coast from the stochastic LCOE. *Ocean & Coastal Management*, v. 244, p. 106835, 2023. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ocecoaman.2023.106835>.

PERUCHI, _____. *Energia eólica e desenvolvimento sustentável*. 2024.

PETROBRAS. *Eólica Offshore no Brasil: oportunidades e perspectivas*. Rio de Janeiro: Petrobras, 2024.

PETROBRAS. *Licitações para estudos geofísicos e geotécnicos para viabilidade de energia eólica offshore*. Rio de Janeiro: Petrobras, 2025.

POPOVIĆ, et al. Transparency and blended finance models in Europe's heat-transition sector: disclosure, verification and governance. *International Journal for Multidisciplinary Research*, 2025.

PRICE, Trevor. James Blyth and the origins of wind electricity. *Wind Engineering*, v. 29, 2005.

REN21. *Renewables Global Status Report 2024*. Paris: REN21, 2024.

RIZKI, et al. Blended finance mechanisms and renewable energy investments: governance and disclosure. *International Journal for Multidisciplinary Research*, 2025.

SEO, K.; CHOI, D.; LIM, S. Novel curtailment control strategy for wind power plants based on the SQP optimization. *Journal of Electrical Engineering & Technology*, v. 19, p. 909-918, 2024. DOI: <https://doi.org/10.1007/s42835-024-01810-1>.

SEO, J.; CHOI, H.; LIM, Y. Curtailment mitigation and frequency stability in high-wind power systems. *Applied Energy*, 2024.

SILVA, C. *Energia eólica no Brasil: trajetória e desafios*. São Paulo: Blucher, 2023.

SILVA, C. A.; SCHERER, M. *Eólica offshore e conflitos socioambientais no litoral brasileiro*.

Ambiente & Sociedade, v. 27, 2024.

SILVA, J. A.; SANTOS, M. R.; COSTA, L. F. Avaliação técnico-econômica do potencial eólico *offshore* no litoral do Ceará. In: SIMPÓSIO BRASILEIRO DE AUTOMAÇÃO INTELIGENTE, 14., 2023, Fortaleza. *Anais...* Fortaleza: Sociedade Brasileira de Automática, 2023.

SILVA, R. B.; BRANNSTROM, Christian; XAVIER, T. Counter-mapping reveals potential conflicts between *offshore* wind energy and traditional fishing communities in Brazil. *Energy Research & Social Science*, v. 127, p. 104302, 2025.

SILVA, R. C. et al. Operational wind forecast over the *offshore* Campos Basin and adjacent coastal region in Brazil: support for the oil and gas industry toward renewable energy transition. *Energies*, v. 16, n. 19, 2023.

SILVEIRA, _____; PEREIRA, _____. *Governança ambiental e Objetivos do Desenvolvimento Sustentável*. 2023.

SMIL, Vaclav. *Energy and Civilization: A History*. Cambridge: MIT Press, 2017.

SNYDER, Brian; KAISER, Mark J. Ecological and economic cost-benefit analysis of *offshore* wind energy. *Renewable Energy*, v. 34, n. 6, p. 1567-1578, 2009.

SOUZA, Renato Santos de; ARANTES, Guilherme Oliveira. Panorama da energia eólica *offshore* e as perspectivas para o Brasil. *BNDES Setorial*, Rio de Janeiro, v. 31, n. 59, p. 5-55, mar. 2025.

SOVACOL, Benjamin K.; GEELS, Frank W. Energy transitions research: advances and challenges. *Energy Research & Social Science*, 2024.

STEHLI, Tyler; NOONAN, Michael; MORA, Donna et al. *IEA Wind TCP Task 26: Offshore Wind Energy International Comparative Analysis*. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2020.

THE WIND POWER. *Vestas V112-3.3 MW*. Disponível em: https://www.thewindpower.net/turbine_en_594_vestas_v112-3300.php. Acesso em: 27 fev. 2026.

TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno. *Energia renovável: hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica*. Rio de Janeiro: EPE/MME, 2016.

TU, Q.; LIU, Z.; LI, B.; MO, J. Achieving grid parity of *offshore* wind power in China: a comparative analysis among different provinces. *Computers & Industrial Engineering*, v. 162, p. 107715, 2021. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.cie.2021.107715>.

UK GOVERNMENT. *Contracts for Difference (CfD)*. London, 2022.

VASCONCELOS, G. F.; CASTILHO, H. A. A SWOT analysis for the evolution of Brazil's renewable energy sector. *Utilities Policy*, v. 96, p. 101997, 2025. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jup.2025.101997>.

VINHOZA, Amanda; LUCENA, André F. P.; ROCHEDO, Pedro R. R.; SCHAEFFER, Roberto. Brazil's *offshore* wind cost potential and supply curve. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, v. 57, p. 103151, 2023. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.seta.2023.103151>.

VINHOZA, Amanda; SCHAEFFER, Roberto. Brazil's *offshore* wind energy potential assessment based on a spatial multi-criteria decision analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 146, p. 111185, 2021. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111185>.

WILLIAMSON, Oliver E. *The economic institutions of capitalism*. New York: Free Press, 1985.

WILTGEN, Filipe. Energia eletrônica: fusão nuclear & fissão nuclear. *Revista Ciências Exatas*,

Taubaté, v. 30, n. 1, 2024. Disponível em: <https://periodicos.unitau.br/exatas/article/view/3837>. Acesso em: 17 jun. 2026.

YIN, Robert K. *Estudo de caso: planejamento e métodos*. 6. ed. Porto Alegre: Bookman, 2018.

YOUANG, Blanche Brinda; ZOR, Coolin-Campbell M.; BOM, Charles; ALADE, Elvis. Fiscal policies, green trade, and green bond market development. *International Journal of Economics and Financial Issues*, v. 15, n. 6, p. 250-261, 2025.