

**idp**

v.5 n. Único

**91**

# DEBATES EM ECONOMIA APLICADA

## WORKING PAPER

**ENERGIA EÓLICA OFFSHORE: ANÁLISE DO  
CUSTO DO INVESTIMENTO E IMPACTO  
ECONÔMICO-FINANCEIRO DA LEGISLAÇÃO  
VIGENTE**

**ALESSANDRA MENEZES GRIPP CARVALHO**

# ENERGIA EÓLICA OFFSHORE: ANÁLISE DO CUSTO DO INVESTIMENTO E IMPACTO ECONÔMICO-FINANCEIRO DA LEGISLAÇÃO VIGENTE

**ALESSANDRA MENEZES GRIPP CARVALHO<sup>a</sup>**

---

<sup>a</sup>Alessandra Menezes Gripp Carvalho é Mestre em Economia pelo Instituto Brasileiro de Ensino, Desenvolvimento e Pesquisa (IDP). E-mail: [alessandragripp@yahoo.com.br](mailto:alessandragripp@yahoo.com.br). ORCID: 0009-0007-7789-7871.

## IDP

O IDP é um centro de excelência no ensino, na pesquisa e na extensão nas áreas da Administração Pública, Direito e Economia. O Instituto tem como um de seus objetivos centrais a profusão e difusão do conhecimento de assuntos estratégicos nas áreas em que atua, constituindo-se um think tank independente que visa contribuir para as transformações sociais, políticas e econômicas do Brasil.

### DIREÇÃO E COORDENAÇÃO

#### **Diretor Geral**

Francisco Schertel

#### **Coordenador do Mestrado em Economia**

José Luiz Rossi

### CONSELHO EDITORIAL

#### **Coordenação**

Thiago Caldeira

Emmanuel Brasil

#### **Supervisão e Revisão**

Mathias Tessmann

Lucas Dutra

#### **Projeto Gráfico e Diagramação**

Juliana Vasconcelos

**[www.idp.edu.br](http://www.idp.edu.br)**

Revista Técnica voltada à divulgação de resultados preliminares de estudos e pesquisas aplicados em desenvolvimento por professores, pesquisadores e estudantes de pós-graduação com o objetivo de estimular a produção e a discussão de conhecimentos

## DEBATES EM ECONOMIA APLICADA

técnicos relevantes na área de Economia.

Convidamos a comunidade acadêmica e profissional a enviar comentários e críticas aos autores, visando o aprimoramento dos trabalhos para futura publicação. Por seu propósito se concentrar na recepção de comentários e críticas, a Revista Debates em Economia Aplicada não possui ISSN e não fere o ineditismo dos trabalhos divulgados.

As publicações da Revista estão disponíveis para acesso e download gratuito no formato PDF. Acesse: [www.idp.edu.br](http://www.idp.edu.br)

As opiniões emitidas nesta publicação são de exclusiva e inteira responsabilidade dos autores, não exprimindo, necessariamente, o ponto de vista do IDP.

Qualquer citação aos trabalhos da Série só é permitida mediante autorização expressa do(s) autor(es).

# SUMÁRIO

1	Introdução .....	6
2	Revisão de Literatura.....	8
2.1	Aspectos Econômicos de Geração de Energia Offshore.....	8
2.2	Modelos de Estimção do CAPEX associado a projetos de energia eólica offshore .....	9
2.3	Métodos de Análise Comparativa de Legislações .....	10
3	Dados e Metodologia.....	11
3.1	Especificação do Modelo de Estimção CAPEX .....	11
3.2	Análise Comparativa Entre Legislações .....	13
4	Análise dos Resultados .....	15
4.1	Resultados Econométricos .....	15
4.2	Resultados da Comparação da Legislação.....	17
4.3	Distância do País de Referência .....	17
4.3.1	Metodologia de Criação do Indicador Composto.....	18
4.3.2	Dimensões Regulatórias e o <i>Benchmark</i> Dinamarquês .....	18
4.3.3	Cálculo do Indicador Composto e da “Distância” da Lei 15.097/2025 em Relação à Legislação Dinamarquesa .....	20
5	Conclusão.....	20
	Referências .....	22
6	Apêndices.....	24

**RESUMO:** Este trabalho investiga a dinâmica do Capital Expenditure (CAPEX) em projetos de energia eólica offshore e a influência econômico-financeira de seus arcabouços regulatórios, com atenção à Lei nº 15.097/2025 no Brasil, em comparação com modelos europeus. A metodologia combinou um modelo econométrico para estimar o CAPEX, utilizando dados históricos de parques eólicos europeus, e uma análise comparativa de cinco atributos regulatórios relevantes para o investimento: regimes de concessão, licenciamento ambiental, incentivos econômicos, conexão à rede e descomissionamento. A análise comparativa revelou que a legislação dinamarquesa mitiga o risco e a incerteza para investidores ao assumir investigações preliminares e custos de conexão à rede, resultando em menor desvio padrão esperado para o CAPEX. Em contraste, a lei brasileira delega para regulamentações futuras do Poder Executivo a maior parte da distribuição do risco entre agentes, o que eleva a variabilidade das estimativas do montante necessário de investimento. Portanto, pode-se inferir que, o atual arcabouço regulatório brasileiro posiciona-se como um fator de desestímulo à realização de investimentos de grande escala em energia eólica offshore no país.

**PALAVRAS-CHAVE:** capital expenditure (CAPEX); energia eólica offshore; análise comparativa da regulação; Lei nº 15.097/2025

**ABSTRACT:** This study examines the dynamics of capital expenditure (CAPEX) in offshore wind energy projects and the economic-financial influence of their regulatory frameworks, with a particular focus on Brazil's Law No. 15,097/2025 in comparison to European models. The methodology combined an econometric model to estimate CAPEX, using historical data from European wind farms, and a comparative analysis of five regulatory attributes critical to investment: concession regimes, environmental licensing, economic incentives, grid connection, and decommissioning. The comparative analysis revealed that the Danish legislation mitigates investor risk and uncertainty by assuming preliminary investigation costs and grid connection expenses, resulting in a lower expected standard deviation for CAPEX. Conversely, Brazil's legislation defers most risk distribution among stakeholders to future infralegal regulations, potentially leading to less reliable CAPEX forecasts. Therefore, we can infer that the current Brazilian regulatory framework acts as a disincentive to large-scale investments in offshore wind energy in the country.

**KEYWORDS:** capital expenditure (CAPEX); offshore wind energy; regulation; comparative analysis of regulation; Law nº 15,097/2025

**RESUMEN:** El presente estudio investiga la dinámica del Gasto de Capital (CAPEX) en proyectos de energía eólica marina y la influencia económico-financiera de sus marcos regulatorios, con especial atención a la Ley n.º 15.097/2025 en Brasil, en comparación con modelos europeos. La metodología combinó un modelo econométrico para estimar el CAPEX, utilizando datos históricos de parques eólicos europeos, y un análisis comparativo de cinco atributos regulatorios relevantes para la inversión: regímenes de concesión, licenciamiento ambiental, incentivos económicos, conexión a la red y desmantelamiento. El análisis comparativo reveló que la legislación danesa mitiga el riesgo y la incertidumbre para los inversores al asumir los costos de las investigaciones preliminares y de la conexión a la red, resultando en una

menor desviación estándar esperada para el CAPEX. En contraste, la ley brasileña delega a futuras reglamentaciones del Poder Ejecutivo la mayor parte de la distribución del riesgo entre los agentes, lo que incrementa la variabilidad de las estimaciones del monto necesario de inversión. Por lo tanto, se puede inferir que el actual marco regulatorio brasileño se posiciona como un factor de desincentivo para la realización de inversiones a gran escala en energía eólica marina en el país.

**PALABRAS CLAVE:** gasto de capital (CAPEX); energía eólica marina; análisis comparativo de la regulación; ley nº 15.097/2025

**CLASSIFICAÇÃO JEL:** L51; K32; Q 42; Q48

## 1 Introdução

A transição energética global tem se consolidado como um dos desafios centrais para economias que buscam simultaneamente descarbonizar sua matriz elétrica e garantir segurança energética. A energia eólica offshore, definida como a geração de energia elétrica a partir da força dos ventos em áreas marítimas, surge como uma alternativa promissora nesse contexto na transição energética global. Este trabalho visa explorar as principais características, vantagens e desafios associados à implementação de parques eólicos offshore. Inicialmente, será apresentada uma revisão da literatura sobre o estado atual da tecnologia eólica offshore, seguida por uma análise detalhada dos fatores que influenciam sua viabilidade econômica e ambiental, dado seu elevado fator de capacidade e menor variabilidade em comparação à geração onshore ([International Renewable Energy Agency, 2024](#)).

Para a análise comparativa das legislações, foi desenvolvido um indicador composto, fundamentado na metodologia de [Freudenberg \(2003\)](#), com o objetivo de quantificar a “distância” do arcabouço regulatório brasileiro em relação ao benchmark dinamarquês. Este indicador foi construído atribuindo-se pontuações de 0 a 10 para cinco atributos regulatórios — regimes de concessão, licenciamento ambiental, incentivos econômicos, conexão à rede e pós-operação/descomissionamento — onde 10 representa o alinhamento máximo com as práticas dinamarquesas de mitigação de risco e variabilidade do CAPEX percebida pelos desenvolvedores. Optou-se por pesos iguais (20% para cada atributo) para a ponderação, dada a ausência de um referencial empírico que determinasse a importância relativa de cada fator no contexto brasileiro incipiente, permitindo uma avaliação transparente e comparativa do impacto regulatório marginal nos projetos de energia eólica offshore.

No Brasil, o potencial técnico da geração eólica no mar ultrapassa 700 GW, segundo estimativas do *Roadmap Eólica Offshore Brasil*, da Empresa de Pesquisa Energética ([EPE, 2020](#)), o que poderia contribuir significativamente para a diversificação da matriz elétrica nacional e a redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE).

No entanto, a exploração desse potencial requer um arcabouço regulatório eficiente e instrumentos econômicos que viabilizem a atratividade dos investimentos ([Blanco, 2009](#); [Santos e Casas, 2015](#)). Este trabalho analisa a dinâmica econômico-financeira do setor de energia eólica offshore e, para tanto, busca atingir dois objetivos: i) estimar o custo do investimento (CAPEX) de uma usina eólica no mar, com base nos dados disponíveis para empreendimentos já realizados em países europeus, onde a tecnologia já está estabelecida; e ii) identificar os potenciais incentivos ou desincentivos existentes na legislação brasileira que versa sobre o tema, comparando-a com a legislação de países europeus.

O foco no CAPEX justifica-se por sua concentração significativa (70% a 80%) no custo total dos projetos, tornando os mecanismos de financiamento e incentivos regulatórios cruciais para sua viabilidade.

Segundo [Castro-Santos, Diaz-Casas e Filho \(2018\)](#), a instalação de turbinas eólicas flutuantes envolve desafios técnicos e logísticos substanciais, sobretudo em ambientes marítimos

de alta complexidade. A etapa de transporte das estruturas até o local de operação exige embarcações de grande porte e alta capacidade de manobra, capazes de lidar com condições oceânicas adversas. A montagem em alto-mar demanda operações coordenadas para ancoragem e estabilização das plataformas, muitas vezes sob condições climáticas severas. Além disso, a conexão elétrica das turbinas à rede onshore é realizada por meio de extensos sistemas de cabos submarinos, que exigem planejamento geotécnico.

Entre 2010 e 2023, o custo total médio ponderado global de instalação de usinas de energia eólica offshore caiu 48%, de USD 5.409/kW para USD 2.800/kW ([International Renewable Energy Agency, 2024](#)), o que pode representar um incentivo à efetiva instalação dessas usinas no Brasil.

Importante ressaltar que o CAPEX é afetado não apenas por questões de engenharia, mas também por exigências regulatórias associadas ao licenciamento ambiental. Tais exigências podem aumentar significativamente o CAPEX de projetos eólicos offshore, devido à necessidade de estudos ambientais, monitoramento da fauna e flora marinha, além de medidas de mitigação ([Snyder e Kaiser, 2009](#)).

Este artigo busca contribuir para a literatura ao integrar dois elementos fundamentais – usualmente discutidos de forma isolada pela literatura – para o desenvolvimento de empreendimentos de geração de energia eólica offshore no Brasil: i) auxiliar a análise de viabilidade econômica a partir da estimação de uma função custo de CAPEX composta por variáveis explicativas como a potência instalada total, profundidade, número e potência de turbinas e distância do empreendimento da costa; ii) examinar os custos e incentivos regulatórios – em especial aqueles associados ao custo de descomissionamento, flexibilidade tecnológica e critérios de conectividade, grau de incerteza, licenciamento ambiental e incentivos tributários – definidos pela legislação brasileira e compará-los com aqueles descritos na legislação europeia, para ranquear o impacto marginal no valor final dos projetos de energia eólica offshore.

Este estudo estimou o *Capital Expenditure* (CAPEX) para projetos de energia eólica offshore, utilizando um modelo econométrico baseado em dados históricos de parques europeus. A análise revelou que variáveis técnicas e geográficas, como capacidade instalada e profundidade da água, influenciam significativamente o CAPEX. Notavelmente, a comparação com modelos europeus, em especial o dinamarquês, sugeriu a existência de elementos regulatórios que reduzem a variabilidade esperada do custo de investimento, indicando que países com arcabouços regulatórios mais maduros e previsíveis podem propiciar um ambiente de menor risco para os desenvolvedores.

A análise comparativa do marco regulatório offshore brasileiro (Lei nº 15.097/2025) com as legislações dinamarquesa e do Reino Unido evidenciou que a lei brasileira delega grande parte da distribuição de riscos e detalhes operacionais para regulamentações futuras, o que eleva a incerteza regulatória e, conseqüentemente, a variabilidade percebida do CAPEX pelos investidores no Brasil.

O artigo está estruturado da seguinte forma: o Capítulo 2 apresenta a revisão da literatura, abordando os principais conceitos sobre energia eólica offshore e os métodos utilizados na realização de comparativos regulatórios. O Capítulo 3 detalha a metodologia adotada, incluindo

a modelagem econômica para estimação da função custo associada ao CAPEX, os dados utilizados e critérios para uma análise comparativa da regulamentação nacional e internacional entre países. O Capítulo 4 faz a análise dos resultados obtidos. O Capítulo 5 traz as conclusões finais do trabalho.

## 2 Revisão de Literatura

### 2.1 Aspectos Econômicos de Geração de Energia Offshore

Os custos de CAPEX envolvidos na instalação e operação de projetos de energia eólica offshore são determinados por uma complexa interação de fatores técnicos, logísticos, ambientais e econômicos, especialmente por conta da realização de fundações em locais de águas profundas.

**Tabela 1:** Estimativa de Custos de Desenvolvimento de Projetos de Energia Eólica Offshore

Categoria de Custo	Descrição	Valor Médio Estimado	Fonte
Custo de Instalação (CAPEX)	Inclui fundações, turbinas, cabos submarinos, e subestações	£1,5 a £6 milhões/MW	Johnston, Smith e Henderson (2020)
Custos de Desenvolvimento e Licenciamento	Pesquisas ambientais, licenciamento, e avaliação do leito marinho	£160.000/MW	Johnston, Smith e Henderson (2020)
Custo de Instalação e Comissionamento	Inclui transporte, instalação de turbinas, fundações e cabos	£1.040.000/MW	Johnston, Smith e Henderson (2020)
Custo de Operação e Manutenção (OPEX)	Inclui manutenção preventiva e corretiva, transporte e logística	£0,375 a £2 milhões/MW/ano	Johnston, Smith e Henderson (2020)
Custo de Descomissionamento	Desmontagem, retirada e reconstituição do local de exploração	Valor variável conforme localização e contexto	Adedipe e Shafiee (2021)
Custos Sociais e de Aceitação Pública	Compensações financeiras e mitigação de impactos visuais	Valor variável conforme localização e contexto	Lutzeyer, Peterson e Hall (2018)

Elaborado pela autora.

A viabilidade de projetos de energia eólica offshore é profundamente influenciada por fatores técnicos e logísticos e a escolha da fundação é um componente principal; enquanto fundações fixas são adequadas para águas rasas, as flutuantes emergem como solução inovadora para grandes profundidades, capazes de reduzir custos e mitigar impactos ambientais,

conforme ressaltado por [Barter, Williams e Mason \(2020\)](#). Paralelamente, o descomissionamento representa um custo significativo ao final do ciclo de vida, com [Adedipe e Shafiee \(2021\)](#) detalhando as estratégias de extensão de vida, repotenciação e as fases de desativação, que exigem planejamento e logística complexos. Além dos aspectos técnicos, fatores sociais e a aceitação pública, devido a preocupações com impactos visuais e desvalorização de propriedades, também impactam os custos dos projetos ([Lutzeyer, Peterson e Hall, 2018](#)).

A redução geral dos custos para a energia eólica offshore está intrinsecamente ligada ao avanço tecnológico, à otimização de processos logísticos e ao desenvolvimento de políticas regulatórias favoráveis, elementos cruciais para mitigar riscos e assegurar a viabilidade econômica ([Martinez e Iglesias, 2022](#)). A crescente viabilidade econômica é, em parte, atribuída ao avanço tecnológico e à produção em larga escala, que têm diminuído significativamente os custos de instalação e manutenção dos parques eólicos ([Jacobsen, Larsen e Madsen, 2019](#)).

As inovações e as economias de escala de turbinas eólicas de maior porte, com designs aerodinâmicos mais sofisticados que permitem a captura de uma maior quantidade de energia eólica, mesmo em áreas com ventos menos intensos, juntamente com o aprimoramento das turbinas e o crescente conhecimento do setor, têm levado a reduções substanciais de custo, especialmente em instalações de base fixa ([Beiter et al., 2021](#)).

## 2.2 Modelos de Estimação do CAPEX associado a projetos de energia eólica offshore

Existem diversas abordagens metodológicas para estimar o *Capital Expenditure* (CAPEX) em projetos de energia eólica offshore, cada uma com suas particularidades. O modelo de análise de custo dos componentes, conforme delineado por [Gonzalez-Rodriguez \(2017\)](#), oferece uma avaliação detalhada ao decompor o CAPEX em elementos específicos, como turbinas, cabos e subestações, permitindo uma análise microeconômica precisa e comparativos entre tecnologias. Contudo, essa abordagem apresenta limitações para o escopo deste estudo, dada sua elevada dependência de dados extremamente detalhados de cada projeto e sua suscetibilidade a flutuações temporais nos custos de materiais e na cadeia de suprimentos, o que a torna menos adequada para uma estimação econométrica mais ampla.

O modelo de leilões, utilizado por [Rubio-Domingo e Linares \(2021\)](#), é uma abordagem de engenharia reversa, iniciando a análise a partir dos preços de exercício vencedores em licitações internacionais para geração de energia offshore. Embora forneça uma métrica relevante para a viabilidade econômica, é complexo para comparações diretas entre diferentes países. Essa complexidade deriva das significativas diferenças estruturais no desenho dos leilões, nos regimes de alocação de risco assumidos pelos desenvolvedores e nas distinções nos custos cobertos pelas autoridades governamentais, o que dificulta o isolamento dos fatores fundamentais de CAPEX das distorções de mercado e regulatórias específicas de cada certame.

Diante das limitações das demais abordagens, optou-se pelo modelo paramétrico detalhado por [Snyder e Kaiser \(2009\)](#), considerado o mais adequado aos objetivos desta pesquisa. Trata-se de uma regressão que estima o CAPEX de projetos de parques eólicos offshore a partir de variáveis explicativas como capacidade instalada, profundidade da água, distância da costa, ano de construção e tamanho da turbina. Sua principal vantagem é gerar estimativas rápidas e fundamentadas em dados de empreendimentos já implementados, possibilitando a avaliação de diferentes cenários e decisões de engenharia, localização e tecnologia. Em comparação às abordagens de custo dos componentes ou de engenharia reversa em leilões, o modelo paramétrico mostra-se menos dependente de especificidades regulatórias, estruturais ou de flutuações conjunturais nos custos dos materiais, o que o torna uma escolha mais robusta para a análise econométrica aqui proposta.

A aplicação do modelo pode gerar impactos positivos na rentabilidade dos projetos e permite a identificação de oportunidades de receita adicionais, como a venda de créditos de carbono ou a participação em programas de incentivo governamentais, aumentando a taxa de retorno sobre o investimento e reduzindo o tempo de *payback*, tornando os projetos mais atraentes para investidores.

## 2.3 Métodos de Análise Comparativa de Legislações

A análise de experiências internacionais permite identificar os contornos do arcabouço normativo de outros países, comparando-o ao regulamento vigente no Brasil. Neste sentido, a comparação sistemática de legislações de outros países permite avaliar, por exemplo, como o marco regulatório brasileiro afeta determinado setor econômico, a fim de promover melhorias ou mesmo estimar o impacto econômico – positivo ou negativo – de características específicas do ordenamento nacional. No caso específico deste estudo, busca-se estabelecer se há um incremento (ou redução) relativo no custo de CAPEX por conta de exigências legais.

A análise comparativa de legislações sobre energia eólica offshore para compreender os determinantes do custo de investimento (CAPEX) e a atratividade de projetos em diferentes mercados, com exercícios empíricos de comparação de arcabouços regulatórios, conforme categorizado por [González et al. \(2020\)](#), pode ser abordada por duas vertentes principais. A primeira, de natureza tradicional, foca na comparação de atributos regulatórios específicos, como regimes de concessão, licenciamento ambiental, incentivos econômicos, conectividade à rede e o processo de descomissionamento. A segunda, de natureza alternativa, examina como o regramento trata essas questões ao longo do ciclo de vida do projeto eólico, na concepção, desenvolvimento, operação e pós-operação.

O estudo de [De Castro et al. \(2019\)](#) emprega metodologias multidisciplinares para identificar locais adequados para parques eólicos offshore na Europa, integrando dados climáticos e marcos legais gerais para orientar políticas públicas e investimentos e, embora valioso para o planejamento estratégico territorial, não oferece a precisão necessária para quantificar como a especificidade de um mecanismo de incentivo ou de um modelo de concessão impacta diretamente a variabilidade do CAPEX de um projeto.

A análise documental e revisão de literatura especializada sobre políticas públicas realizada por [Mani e Dhingra \(2013\)](#) no Reino Unido e Alemanha, assim como a abordagem comparativa e qualitativa de [Fitch-Roy \(2016\)](#) sobre a evolução e convergência das políticas de governança eólica offshore europeias, oferecem modelos mais alinhados. Estas últimas investigações, ao abordarem os mecanismos de apoio, licenciamento e integração à rede, fornecem um referencial robusto para a compreensão dos elementos regulatórios que moldam o cenário de investimento.

A escolha metodológica para a análise comparativa neste estudo, que visa analisar o impacto econômico-financeiro da legislação vigente sobre o CAPEX no Brasil em comparação com modelos europeus, alinha-se com a vertente tradicional de [González et al. \(2020\)](#), alcançando o ciclo de vida do projeto, com os atributos regulatórios que diretamente influenciam o custo do investimento e seu risco. Ao focar em elementos como regimes de concessão, licenciamento ambiental, incentivos econômicos, conexão à rede e descomissionamento, este trabalho busca estabelecer o incremento ou redução relativa no custo de CAPEX atribuível a exigências legais específicas.

Adicionalmente, a proposta de um marco regulatório para o setor eólico offshore no Brasil apresentada por [González et al. \(2020\)](#), que enfatiza uma abordagem por processos abrangendo todo o ciclo de vida do projeto e inspirada em melhores práticas europeias (Dinamarca, Reino Unido e Alemanha), reforça a relevância da comparação entre o arcabouço brasileiro e o de países com mercados mais maduros. Essa seleção crítica das metodologias existentes permite uma análise focada e aprofundada, essencial para identificar e mensurar o impacto marginal de características regulatórias na variabilidade do CAPEX, em consonância com o escopo deste artigo.

## 3 Dados e Metodologia

### 3.1 Especificação do Modelo de Estimação CAPEX

Para responder à primeira questão de pesquisa, este estudo replica a abordagem paramétrica utilizada em [Snyder e Kaiser \(2009\)](#) para estimar o custo de capital (CAPEX) de projetos eólicos offshore a partir de características técnicas e geográficas descritas pelas variáveis explicativas dispostas na Tabela 2.

Os montantes de investimento total dos projetos estão disponíveis em dólares americanos e foram atualizados a valores de 12/2024 por meio da aplicação do índice acumulado de inflação ao produtor (PPI) dos Estados Unidos. A aplicação desse ajuste permite uma comparação consistente entre empreendimentos desenvolvidos em diferentes contextos temporais, eliminando o efeito da inflação de custos e assegurando maior confiabilidade das estimativas preditivas.

**Tabela 2:** Variáveis do Modelo

Variável	Descrição	Tipo de Variável	Fonte de Dados
CAPEX Atualizado	Valor do CAPEX em dólares americanos estimado no lançamento do projeto atualizado pelo PPI	Variável Dependente	Snyder e Kaiser (2009); <i>Bureau of Labor Statistics</i>
Ano	Ano de finalização do projeto	Variável Independente	Snyder e Kaiser (2009)
Dist	Distância até a costa	Variável Independente	Snyder e Kaiser (2009)
Pot	Potência nominal da turbina em MW	Variável Independente	Snyder e Kaiser (2009)
Capacidade	Capacidade nominal da fazenda eólica em MW	Variável Independente	Snyder e Kaiser (2009)
Prof	Profundidade média em metros	Variável Independente	Snyder e Kaiser (2009)

Elaborado pela autora.

Para responder à primeira questão de pesquisa, que busca estimar o custo do investimento (CAPEX) em usinas eólicas offshore com base em suas características técnicas e geográficas, a escolha dos Mínimos Quadrados Ordinários (MQO) para estimar os parâmetros da Equação (1) se justifica pelo objetivo de modelar uma relação linear entre o CAPEX e as variáveis explicativas quantitativas: Ano, Distância, Potência da turbina, Capacidade e Profundidade.

$$CAPEX(\text{atualizado})_i = \beta_0 + \beta_1 \text{Ano}_i + \beta_2 \text{Dist}_i + \beta_3 \text{Pot}_i + \beta_4 \text{Capacidade}_i + \beta_5 \text{Prof}_i + \varepsilon_i \quad (1)$$

Para estimar a função-custo do CAPEX, adotaram-se os Mínimos Quadrados Ordinários (MQO) em especificação log-log, pois o desfecho é contínuo e positivo e as variáveis explicativas são físico-tecnológicas definidas no projeto (capacidade instalada, profundidade, distância da costa, potência da turbina e ano). Nessa configuração, a relação custo-características é bem aproximada por uma forma log-linear, permitindo interpretar os coeficientes como elasticidades médias e produzir previsões parcimoniosas e transparentes — alinhadas ao objetivo do artigo, que é descritivo/preditivo e não estritamente causal. As *dummies* de país capturam heterogeneidades regulatórias e geográficas, e a exclusão objetiva de *outliers* (z-score) reduz a influência de projetos atípicos.

Essa opção também dialoga com a natureza do banco de dados: trata-se de seção cruzada de parques efetivamente construídos, sem estrutura de painel por unidade, o que torna modelos de painel inapropriados. Alternativas como GLS exigiriam conhecer a forma funcional da heterocedasticidade (por exemplo, variância proporcional ao tamanho do parque); sem

evidência para uma única estrutura e com amostra moderada, os ganhos sobre o MQO são incertos. Já IV/2SLS seria indicado se houvesse endogeneidade substantiva das regressoras; aqui, as variáveis de engenharia antecedem o dispêndio e são determinadas por restrições técnicas e de sítio, o que reduz a preocupação com simultaneidade — além de que o foco é previsão média, não identificação causal. Por fim, reconhecem-se limitações típicas desse desenho: a heterocedasticidade remanescente sugere cautela na leitura de significâncias e reforça que os resultados devem ser entendidos como evidência quantitativa média para fins de comparação e planejamento, e não como estimativas causais estritas.

A validade das inferências estatísticas (testes  $t$  e  $F$ ) no modelo MQO, conforme a análise dos resíduos no estudo, mostrou que a especificação inicial da Equação 1 revelou a presença de heterocedasticidade e autocorrelação, além da ausência de normalidade. Embora a nova especificação do modelo, conforme Equação (2), com transformação log-log e inclusão de *dummies* de países tenha conseguido eliminar a autocorrelação e garantir a normalidade dos resíduos, a heterocedasticidade persistiu. Este fato, apesar de não invalidar as propriedades de consistência e não-tendenciosidade dos estimadores de MQO, reconhece que as inferências podem ser menos eficientes, mas ainda válidas para o propósito exploratório e quantitativo do estudo.

A amostra contempla 59 parques eólicos offshore construídos na Europa no período compreendido entre 1991 e 2023, conforme descrito no Anexo A. A Tabela 3 apresenta as estatísticas descritivas da amostra original de 59 observações.

**Tabela 3:** Estatísticas Descritivas

	Ano	Capacidade (MW)	Profundidade (m)	Potência (MW)	Distância (km)	CAPEX Atualizado (US\$ milhões)
Mínimo	1991	2,0	1,0	0,45	0,03	9,9
Mediana	2013	300,0	20,0	4,0	17,0	1.128,1
Média	2012	363,1	22,7	5,0	23,7	1.590,4
Máximo	2023	1.500,0	107,5	12,0	130,0	5.116,7

Elaborado pela autora.

## 3.2 Análise Comparativa Entre Legislações

A análise comparativa a ser realizada neste estudo contemplará as diretrizes da vertente tradicional – exame e comparação de atributos específicos presentes nos regramentos – sem, entretanto, negligenciar o ciclo de vida do processo de geração de energia eólica offshore, uma vez que os atributos incentivos tributários para a realização de investimentos e descomissionamento também serão alvo de análise, o que significa contemplar, respectivamente, a fase anterior e posterior à realização do CAPEX para implementação do projeto e estabelecer se há um incremento (ou redução) relativo no custo de CAPEX por conta de exigências legais.

A legislação brasileira será comparada com as regulamentações existentes na Dinamarca, Reino Unido e Alemanha. A Dinamarca foi o primeiro país a instalar um parque eólico offshore e possui alta porcentagem de eletricidade gerada a partir de energia eólica. O Reino Unido

possui o maior número de parques eólicos offshore e a maior capacidade eólica offshore instalada na Europa, cerca de 15 GW.<sup>1</sup> A Alemanha detém a segunda maior capacidade eólica offshore instalada e é um fornecedor líder de componentes para energia eólica offshore.<sup>2</sup>

Neste sentido, a comparação sistemática de legislações de outros países permite avaliar, por exemplo, como o marco regulatório brasileiro afeta determinado setor econômico, a fim de promover melhorias ou mesmo estimar o impacto econômico – positivo ou negativo – de características específicas do ordenamento nacional.

**Tabela 4:** Atributos Regulatórios

Atributo Regulatório	Subtópicos	Fatores a Analisar
<b>1. Regimes de Concessão</b>	Porta Aberta vs. Licitação	Há definição explícita – na legislação – do regime a ser adotado? Como se dá a distribuição dos custos iniciais do projeto?
<b>2. Licenciamento Ambiental</b>	Licenças Necessárias	Há definição explícita do processo de licenciamento? O processo é centralizado ou disperso em várias agências/órgãos governamentais? Há definição explícita dos impactos ambientais a serem considerados (fauna marinha, aves, ecossistemas costeiros)?
<b>3. Incentivos Econômicos</b>	Tarifa <i>Feed-in</i> e Contratos por Diferença (CfD)	Há definição explícita de tarifa <i>feed-in</i> como incentivo? Há definição explícita acerca da possibilidade de realização de contratos por diferença? Se sim, quais são as principais características dos CfDs definidos no regramento?
<b>4. Conexão à Rede</b>	Modelos de Transmissão	Há modelo de transmissão definido no regramento? Existem mecanismos de acomodação definidos no regramento que objetivem viabilizar o escoamento de eventual crescimento da geração de energia eólica offshore?
	Prioridade de Despacho	Há definição sobre prioridade de despacho? Existe compensação financeira definida para <i>curtailment</i> de energia?
<b>5. Pós-Operação e Descomissionamento</b>	Plano de Descomissionamento	Existem aspectos regulatórios relacionados ao descomissionamento de parques eólicos offshore? Quais os custos e responsabilidades associados ao descomissionamento?

Fonte: Elaborado pela autora.

<sup>1</sup>Offshore Wind Industry Report 2024. Disponível em: <https://www.renewableuk.com/energypulse/blog/uk-wind-and-global-offshore-wind-2024-in-review/>. Acesso: 22 de abril de 2025.

<sup>2</sup>Wind energy in Europe: 2024 Statistics and the outlook for 2025-2030. Disponível em: <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/wind-energy-in-europe-2024-statistics-and-the-outlook-for-2025-2030/> Acesso: 22 abril 2025

## 4 Análise dos Resultados

### 4.1 Resultados Econométricos

A amostra original foi submetida a um procedimento de padronização (*z-score*) para a identificação de observações discrepantes (*outliers*), cujo impacto pode distorcer os coeficientes estimados por Mínimos Quadrados Ordinários (MQO), conforme destacado por Wooldridge (2023). Para mitigar essa influência, o critério adotado foi um *z-score* superior a 3.0 ou inferior a -3.0. Com base neste critério, quatro fazendas eólicas – Hollandse Kust Zuid 1 & 2, Hornsea One, Equinor Hywind e Doggerbank Teesside A P1 – foram excluídas da amostra, resultando em um conjunto de dados mais consistente para a análise subsequente.

Excluídos os *outliers*, procedeu-se a uma primeira estimação dos parâmetros da equação 1. A análise dos resíduos demonstrou a existência de heterocedasticidade e autocorrelação, além da ausência de normalidade, conforme descrito na Tabela 5.

**Tabela 5:** Análise dos Resíduos

Teste	Estatística	p-value
Breusch-Pagan	31,587	7,171e-6
Durbin-Watson	1,151	0,0002014
Shapiro-Wilk	0,898	0,0002177

Fonte: Elaborado pela autora.

Para corrigir as supracitadas violações, foram examinadas distintas especificações para a equação de regressão, tendo a versão escolhida – equação 2 – sido alterada para incluir: i) *dummies* dos países que representam a maior parcela da capacidade instalada da amostra (76,5% da capacidade instalada total), de forma a captar especificidades geográficas e/ou regulatórias; e ii) uma transformação log-log, de forma a linearizar uma possível relação não linear entre as variáveis.

$$\ln(\text{CAPEX Atualizado}_i) = \beta_0 + \beta_1 \ln(\text{Ano}_i) + \beta_2 \ln(\text{Dist}_i) + \beta_3 \ln(\text{Pot}_i) + \beta_4 \ln(\text{Capacidade}_i) + \beta_5 \ln(\text{Prof}_i) + \beta_6 \text{Alemanha} + \beta_7 \text{Dinamarca} + \beta_8 \text{Reino Unido} + e_i \quad (2)$$

Os parâmetros estimados da equação 2 e a análise dos resíduos da regressão podem ser observados na Tabela 6.

**Tabela 6:** Estimativa dos Parâmetros

Parâmetro	Estimativa	Desvio Padrão	t-value	p-value
$\beta_0$	10,78659	308,93320	0,03500	0,97230
$\beta_1$ Ano	-1,25836	40,66726	-0,03100	0,97540
$\beta_2$ Distância	-0,13811	0,07184	-1,92200	0,06070*
$\beta_3$ Potência	-0,19765	0,19241	-1,02700	0,30970
$\beta_4$ Capacidade	1,00513	0,06817	14,74400	<2e-16***
$\beta_5$ Profundidade	0,30024	0,10552	2,84500	0,00660***
$\beta_6$ Alemanha	-0,02291	0,22961	-0,10000	0,92100
$\beta_7$ Dinamarca	-0,10210	0,18732	-0,54500	0,58830
$\beta_8$ Reino Unido	0,11024	0,15171	0,72700	0,47110

Residual standard error: 0.4215 on 46 degrees of freedom  
 Multiple R-squared: 0.9536, Adjusted R-squared: 0.9455  
 F-statistic: 118 on 8 and 46 DF, p-value: < 2.2e-16  
 BP = 23.875, df = 8, p-value = 0.002405  
 DW = 1.864, p-value = 0.1363  
 W = 0.98221, p-value = 0.5876

Fonte: Elaborado pela autora.

A Tabela 6 revela níveis distintos de significância estatística para as variáveis explicativas do modelo. Capacidade e profundidade são significativas ao nível de 1% e a distância é significativa ao nível de 10%. Cabe salientar que a não significância do parâmetro associado à variável ano pode estar associada a dois potenciais efeitos distintos do avanço da tecnologia sobre o CAPEX dos projetos: um efeito redutor de custo por conta do aumento de potência das turbinas (observe-se que o sinal do parâmetro de  $\beta_3$  é negativo), o que permite a construção de parques eólicos com maior capacidade nominal; e um efeito de sentido contrário, ou seja, que eleva o CAPEX, uma vez que o avanço tecnológico viabiliza a construção de projetos cuja maior complexidade outrora mostrava-se impeditiva.

A análise dos resíduos nos permite inferir que a nova especificação eliminou a autocorrelação dos resíduos e que os mesmos são agora normalmente distribuídos. Não foi possível eliminar a heterocedasticidade e os testes *t* e *F* devem ser analisados nesse contexto. Entretanto, deve-se salientar que tal fato não invalida as propriedades de consistência e não tendenciosidade dos estimadores de MQO.

O  $R^2$  ajustado é de 94,5%, ou seja, indica que 94,5% da variação no modelo foi explicada pelas variáveis independentes incluídas na nova especificação, revelando um ajuste melhor que o originalmente apresentado pelo modelo (1), o qual apresentava  $R^2$  ajustado de 77,9%.

Partindo-se da premissa que a equação 2 é representativa do custo médio associado ao CAPEX de uma eólica *offshore*, infere-se que o CAPEX médio, em valores de 12/2024, estimado para a construção de um parque eólico com capacidade nominal de 363,1 MW, turbinas com potência de 5 MW, localizado a 23,7 quilômetros da costa e a uma profundidade média de 22,7 metros, que não esteja localizado na Alemanha, na Dinamarca ou no Reino Unido, é igual a US\$ 1,501 bilhão ou US\$ 4,1 milhões por MW.

Os sinais obtidos para as variáveis ano, capacidade, potência e profundidade são consistentes com a literatura e com as expectativas teóricas. Contudo, somente as variáveis de distância, capacidade e profundidade apresentam valores estatisticamente significantes.

## 4.2 Resultados da Comparação da Legislação

Considerando os resultados do modelo econométrico, que apontam, de forma preliminar, para a existência de fatores regulatórios na Dinamarca que parecem mitigar o valor de CAPEX por MW em projetos eólicos *offshore*, em comparação com a Alemanha e o Reino Unido, faremos uma análise mais aprofundada sobre os elementos específicos da legislação dinamarquesa que poderiam fundamentar essa redução, com uma análise das legislações no que diz respeito aos cinco atributos regulatórios descritos na Tabela 4: i) regimes de concessão; ii) licenciamento ambiental; iii) incentivos econômicos; iv) conexão à rede; e v) pós-operação e descomissionamento.

Em síntese, a Dinamarca demonstra uma abordagem regulatória que visa ativamente reduzir a variabilidade do CAPEX para o desenvolvedor de parques eólicos *offshore*, ao: i) transferir a responsabilidade das investigações prévias do local e da conexão à rede para os operadores de sistema de transmissão e agências estatais; e ii) definir *ex-ante* todas as diretrizes associadas ao descomissionamento futuro da operação. Em contraste, o Reino Unido adota uma filosofia regulatória que aloca uma porção substancial do risco de variabilidade do CAPEX diretamente ao desenvolvedor. A maior flexibilidade oferecida pelo Reino Unido no que diz respeito ao descomissionamento pode gerar menor CAPEX de desinstalação, ainda que sob pena de maior incerteza acerca do volume final de recursos a ser direcionado para esse fim.

## 4.3 Distância do País de Referência

Ao reconhecer a Dinamarca como o referencial regulatório para o setor de energia *offshore*, analisaremos a “distância” da recém-aprovada legislação brasileira em relação ao modelo dinamarquês. Para abordar este objetivo, procedeu-se à criação de um indicador composto, fundamentado nas cinco dimensões regulatórias detalhadas na Tabela 4.

#### 4.3.1 Metodologia de Criação do Indicador Composto

Para a construção desta análise comparativa, adotou-se a metodologia de indicadores compostos desenvolvida por [Freudenberg \(2003\)](#). O autor destaca que, embora indicadores compostos sejam ferramentas poderosas para comunicação e *benchmarking*, sua construção é permeada por desafios metodológicos, como a subjetividade na seleção e ponderação de variáveis. Não obstante, um indicador composto bem construído permite a realização de um exercício analítico transparente, mesmo diante das limitações inerentes.

#### 4.3.2 Dimensões Regulatórias e o *Benchmark* Dinamarquês

A análise das cinco dimensões regulatórias e de sua influência na variabilidade do CAPEX de projetos eólicos *offshore* é baseada nas diretrizes da Tabela 4. A meta é identificar características regulatórias que reduzem incertezas e tornam o investimento mais previsível e atrativo, bem como compreender como as legislações que oferecem clareza *ex ante* sobre custos futuros tendem a reduzir a variabilidade do CAPEX percebida pelos investidores.

A Lei Brasileira nº 15.097/2025 estabelece o marco legal para a exploração de energia eólica *offshore* no Brasil. De forma geral, pode-se afirmar que o arcabouço delega grande parte dos detalhes operacionais e regulatórios para futura regulamentação pelo Poder Executivo. Essa dependência de regulamentações futuras aumenta a incerteza regulatória e os riscos inerentes ao investimento e, conseqüentemente, a variabilidade do CAPEX percebida pelos desenvolvedores.

Para cada atributo regulatório, será analisada a legislação brasileira e atribuída uma pontuação na escala de 0 a 10, onde 10 representa o alinhamento máximo com o *benchmark* dinamarquês de mitigação de risco e variabilidade do CAPEX para o desenvolvedor, e 0 representa total ausência ou abordagem que transfere integralmente o risco ao desenvolvedor.

Para a ponderação das variáveis, adotam-se pesos iguais para cada um dos cinco atributos regulatórios, ou seja, cada atributo terá um peso de 20% do total e o indicador composto para o Brasil (IC Brasil) será a média simples dos *scores* atribuídos a cada atributo:

$$IC_{\text{Brasil}} = (Score_{\text{Concessão}} \times 0,20) + (Score_{\text{Ambiental}} \times 0,20) + (Score_{\text{Incentivos}} \times 0,20) + (Score_{\text{Rede}} \times 0,20) + (Score_{\text{Descomissionamento}} \times 0,20) \quad (3)$$

**Tabela 7:** Atributos Regulatórios da Lei 15.097/2025

Atributo Regulatório	Análise da Lei 15.097/2025 (Brasil)	Justificativa do Score	Score Brasil
<b>1. Regimes de Concessão</b>	O Art. 4º prevê que o titular da outorga (seja por licitação ou autorização) será responsável pela realização de estudos técnicos, ambientais e demais requisitos. Não há menção a uma prévia realização de estudos pelo Estado com posterior imputação de custos ao vencedor, como na Dinamarca.	A lei estabelece o regime de outorga, mas transfere a totalidade do risco exploratório e do ônus dos estudos iniciais ao desenvolvedor, elevando a variabilidade do CAPEX em contraste com o modelo dinamarquês que visa mitigar esse risco.	5
<b>2. Licenciamento Ambiental</b>	O Art. 4º, § 2º, e o Art. 5º determinam a necessidade de licenciamento ambiental e a participação de múltiplos órgãos federais e estaduais. Não há indicação de um processo centralizado ou de estudos ambientais preliminares conduzidos por órgãos públicos antes da licitação.	A lei não mitiga a incerteza dos processos ou dos custos dos estudos para o desenvolvedor. A descentralização e a ausência de estudos pré-outorga pelo Estado aumentam a complexidade e a variabilidade do CAPEX.	3
<b>3. Incentivos Econômicos</b>	A Lei 15.097/2025 não prevê incentivos econômicos diretos como tarifas <i>feed-in</i> ou <i>CfDs</i> . Incentivos para o setor eólico <i>offshore</i> dependerão de eventuais (futuras) políticas regulatórias específicas para o setor elétrico.	A ausência de previsão legal de mecanismos de estabilização de receita na lei, implica que esta não contribui para a redução da variabilidade do CAPEX.	0
<b>4. Conexão à Rede</b>	O Art. 7º dispõe que as instalações de transmissão devem seguir as normas do setor elétrico. Não há previsão de responsabilidade ou financiamento da conexão à rede pelo operador do sistema, indicando que o ônus recai em sua totalidade sobre o desenvolvedor.	A lei não prevê a transferência da responsabilidade da conexão à rede para um operador independente, mantendo um componente significativo do CAPEX com o desenvolvedor, em forte contraste com a abordagem dinamarquesa.	2
<b>5. Pós-Operação e Descomissionamento</b>	O Art. 6º estabelece a responsabilidade do titular da outorga pelo projeto de desativação e recuperação ambiental, sujeito à aprovação de órgão competente. O § 1º permite ao Poder Executivo regulamentar a garantia de desativação.	A lei reconhece a responsabilidade pelo descomissionamento, mas a falta de detalhamento dos requisitos, planos e garantias na própria lei gera incerteza sobre os custos até que a regulamentação específica seja publicada.	5

Fonte: elaborado pela autora com auxílio do GPT 4.1 para interpretação e tradução do texto original descrito no Composite Indicators of Country Performance: A Critical Assessment, OECD Science, Technology and Industry Working Papers, No. 2003/16.

### 4.3.3 Cálculo do Indicador Composto e da “Distância” da Lei 15.097/2025 em Relação à Legislação Dinamarquesa

A atribuição de pesos iguais às cinco dimensões avaliadas justifica-se pela ausência de evidências teóricas ou empíricas que permitam definir a importância relativa de cada atributo na variabilidade do CAPEX no contexto brasileiro *offshore*. Com essa ponderação uniforme, o indicador composto do Brasil (IC Brasil) alcança valor 3, resultado da média das pontuações atribuídas aos cinco atributos regulatórios.

Na escala adotada neste estudo, a legislação dinamarquesa representa o referencial ideal de mitigação de riscos, com pontuação máxima em todos os atributos. Assim, a distância regulatória do Brasil em relação a esse *benchmark* é de sete pontos. Para fins comparativos, o Reino Unido apresenta um indicador composto igual a 6, situando-se quatro pontos abaixo da Dinamarca.

Esses resultados evidenciam que a Lei nº 15.097/2025, embora represente um avanço institucional, ainda reflete um marco regulatório inicial, caracterizado pela delegação de múltiplas responsabilidades ao Poder Executivo. Essa indefinição amplia a incerteza e, consequentemente, a variabilidade esperada do CAPEX, em contraste com a clareza e a previsibilidade observadas na legislação dinamarquesa.

## 5 Conclusão

Este artigo avalia o impacto da Lei nº 15.097/2025 integrando dois elementos principais: a modelagem de custos do *Capital Expenditure* (CAPEX) e o exame regulatório dessa legislação no custo de investimento de projetos eólicos *offshore* no Brasil, utilizando uma análise comparativa com marcos regulatórios internacionais para determinar o impacto marginal no valor dos projetos e subsidiar futuras análises de viabilidade econômica.

A análise econométrica realizada considerou um conjunto de variáveis técnicas e geográficas, juntamente com indicadores que apreendem o contexto regulatório dos países. Os resultados obtidos revelaram que, para a Dinamarca e Alemanha, os coeficientes associados a esses indicadores foram negativos, sugerindo um custo médio de construção de parques eólicos *offshore* potencialmente inferior nesses países, e indicam uma correlação empírica entre o regime regulatório desses países e o custo médio de implantação de parques eólicos *offshore*, apontando para um CAPEX potencialmente mais baixo.

A análise comparativa das legislações, por meio de Índices Compostos (IC), revelou que a previsibilidade regulatória da Dinamarca, com um IC de 10, emerge não apenas como um *benchmark*, mas como um paradigma de governança, onde a antecipação na alocação de riscos e a clareza regulatória propiciam um ambiente de investimento altamente previsível. Em contraste, o Brasil, com um IC de 3, demonstra uma notável lacuna regulatória em relação a modelos estabelecidos como o dinamarquês e o do Reino Unido (com IC = 6), denotando um

arcabouço que aumenta a incerteza para potenciais investidores. Essa correlação direta entre a estrutura regulatória e a previsibilidade do CAPEX reitera a premissa de que a antecipação e a transparência na distribuição de riscos são determinantes para a atratividade do investimento em infraestrutura como a eólica *offshore*, influenciando diretamente a variabilidade e a incerteza percebidas no custo de capital dos projetos.

As principais limitações deste estudo residem na ausência de termos de interação na equação 2 para efeitos combinados das variáveis e na dificuldade em replicar integralmente o contexto de mercados europeus maduros no Brasil, além da quantificação indireta do impacto regulatório via *dummies* de país, que não permite isolar completamente os fatores geográficos. Pesquisas futuras podem aprofundar a análise de interações entre variáveis, refinar a mensuração do impacto regulatório e estender a análise a outros mercados emergentes.

Finalmente, a Lei nº 15.097/2025, mesmo sendo um marco para o setor eólico *offshore* brasileiro, revela-se – quando comparada ao *benchmark* dinamarquês – menos indutora de investimentos privados de grande escala, devendo a legislação se aprimorar para alocar riscos de forma eficiente, inspirando-se em modelos que já demonstraram sucesso na redução dos custos e riscos para desenvolvedores.

## Referências

- Adedipe, T. e M. Shafiee** (2021). “An economic assessment framework for decommissioning of offshore wind farms using a cost breakdown structure,” *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 26 344–370.
- Barter, G., D. Williams, e S. Mason** (2020). “A systems engineering vision for floating offshore wind energy,” *Renewable Energy Journal*, 145 1283–1297.
- Beiter, P. et al.** (2021). “Wind power costs driven by innovation and experience with further reductions on the horizon,” *Wires Energy and Environment*, 10.
- Blanco, M. I.** (2009). “The economics of wind energy,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(6-7): 1372–1382.
- Castro-Santos, L., V. Diaz-Casas, e J. S. Filho** (2018). “Methodology to calculate the installation costs of offshore wind farms located in deep waters,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 95 836–844.
- De Castro, M. et al.** (2019). “An overview of offshore wind energy resources in Europe under present and future climate: offshore wind energy resources and climate change,” *Annals of New York Academy of Sciences*, 1436 70–97.
- EPE** (2020). “Roadmap Eólica Offshore Brasil,” Acesso em: 5 set. 2025. Disponível em: [www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br).
- Fitch-Roy, O.** (2016). “An offshore wind union? Diversity and convergence in European offshore wind governance,” *Climate Policy*, 16 586–605.
- Freudenberg, M.** (2003). “Composite Indicators of Country Performance: A Critical Assessment,” Technical Report 2003/16, OECD Publishing.
- Gonzalez-Rodriguez, A.** (2017). “Review of offshore wind farm cost components,” *Energy for Sustainable Development*, 37 10–19.
- González, M. O. A. et al.** (2020). “Regulation for offshore wind power development in Brazil,” *Energy Policy*, 145 p. 111756.
- International Renewable Energy Agency** (2024). “Renewable power generation costs in 2023,” Acesso em: 25 jan. 2025. Disponível em: [www.irena.org](http://www.irena.org).
- Jacobsen, G., T. H. Larsen, e M. Madsen** (2019). “Nearshore and offshore wind development: Costs and competitive advantages,” *Energy Economics Journal*, 84 45–58.
- Johnston, R., T. Smith, e R. Henderson** (2020). “Global levelised cost of electricity from offshore wind,” *International Renewable Energy Agency Report*, 2 35–60.

- Lutzeyer, D., G. Peterson, e R. Hall** (2018). “The amenity costs of offshore wind farms: Evidence from a choice experiment,” *Environmental Economics Review*, 72(4): 987–1001.
- Mani, S. e T. Dhingra** (2013). “Critique of offshore wind energy policies of the UK and Germany - What are the lessons for India,” *Energy Policy*, 63 900–909.
- Martinez, S. e G. Iglesias** (2022). “Mapping of the levelised cost of energy for floating offshore wind in the Atlantic Ocean,” *Energy Reports*, 8 1002–1015.
- Rubio-Domingo, M. e P. Linares** (2021). “The future investment costs of offshore wind: An estimation based on auction results,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 148.
- Santos, L. C. e V. D. Casas** (2015). “Sensitivity analysis of floating offshore wind farms,” *Energy Conversion and Management*, 101 271–277.
- Snyder, B. e M. J. Kaiser** (2009). “Ecological and economic cost-benefit analysis of offshore wind energy,” *Renewable Energy*, 34(6): 1567–1578.
- Wooldridge, J. M.** (2023). *Introdução à Econometria: uma abordagem moderna*, 256, 305–307.

## 6 Apêndices

**Tabela A1: Parques Eólicos**

Parque Eólico	País	Ano de Constr.	Capac. (MW)	Profund. Média (m)	Tamanho da Turbina (MW)	Nº de Turbinas	Dist. à Costa (km)	CAPEX (USD milhões)
Vindeby	Dinamarca	1991	5,0	3,5	0,5	11	1,5	23,6
Lely	Holanda	1994	2,0	7,5	0,5	4	0,8	9,9
Tuno Knob	Dinamarca	1995	5,0	4,0	0,5	10	3,0	22,8
Dronnten	Holanda	1996	2,0	19,0	1,0	14	0,0	57,0
Bockstigen	Suécia	1997	2,0	6,0	0,6	5	2,0	17,4
Blyth	Reino Unido	2000	4,0	8,5	2,0	2	1,0	13,3
Middelgrunden	Dinamarca	2001	40,0	3,0	2,0	20	2,0	97,5
Utgrunden	Suécia	2001	10,0	8,6	1,4	7	7,0	33,1
Yttre Stengrund	Suécia	2001	10,0	10,0	1,8	10	8,0	33,1
Horns Rev	Dinamarca	2002	160,0	14,0	2,0	80	14,0	505,2
Nysted	Dinamarca	2003	165,0	7,8	2,3	72	10,0	689,9
Samsø	Dinamarca	2003	23,0	2,3	1,0	23	3,5	96,2
North Hoyle	Reino Unido	2003	60,0	12,0	2,0	30	7,0	203,4
Ronland	Dinamarca	2003	17,0	1,0	2,3	8	1,6	48,1
Scroby Sands	Reino Unido	2003	60,0	6,0	2,0	30	2,5	286,7
Arklow	Irlanda	2004	25,0	3,5	3,6	7	7,0	64,0
Kentish Flats	Reino Unido	2005	90,0	30,0	3,0	30	10,0	317,5
Barrow	Reino Unido	2006	90,0	15,5	3,0	30	10,0	486,0
Egmond aan Zee	Holanda	2006	108,0	18,0	3,0	36	10,0	217,1
Burbo Bank	Reino Unido	2007	90,0	6,0	3,6	25	7,0	296,3
Beatrice	Reino Unido	2007	10,0	45,0	5,0	2	22,0	192,2
Lillgrund	Suécia	2007	110,0	7,0	2,3	48	10,0	480,5
Q7	Holanda	2007	120,0	21,0	4,0	30	23,0	382,8
Lynn/Inner Dowsing	Reino Unido	2008	180,0	9,5	3,6	54	5,0	905,2
Robin Rigg	Reino Unido	2008	180,0	6,6	5,0	36	9,0	1.154,2
Thornton Bank	Bélgica	2008	300,0	14,0	5,0	60	27,0	1.885,9
Thanet Offshore Wind Farm	Reino Unido	2010	300,0	22,5	3,0	100	11,3	1.689,5
Greater Gabbard Offshore	Reino Unido	2012	504,0	29,0	3,6	140	23,0	3.361,5
Sheringham Shoal	Reino Unido	2012	317,0	18,5	3,6	88	17,0	2.016,9
Anholt	Dinamarca	2013	400,0	17,5	3,6	111	20,0	1.989,8
London Array	Reino Unido	2013	630,0	12,5	3,6	175	20,0	4.642,9
West of Duddon Sands	Reino Unido	2014	389,0	21,0	3,6	108	14,0	2.631,4
Gode Wind 1 & 2	Alemanha	2017	582,0	30,0	6,0	97	45,0	2.572,1
Equinor Hywind	Reino Unido	2017	30,0	107,5	6,0	5	25,0	334,4
Gemini	Holanda	2017	600,0	32,0	4,0	150	85,0	3.601,0
Race Bank	Reino Unido	2018	573,0	14,5	6,0	91	27,0	3.300,9
Walney Extension	Reino Unido	2018	659,0	30,0	8,0	87	19,0	4.062,6
Beatrice	Reino Unido	2019	588,0	50,0	7,0	84	13,0	4.250,5
East Anglia 1	Reino Unido	2020	714,0	35,0	7,0	102	43,0	3.972,4
Borssele 1 & 2	Holanda	2020	752,0	20,0	9,5	94	22,0	3.669,0
Vesterhav Syd & Nord	Dinamarca	2020	344,0	30,0	8,0	43	10,0	1.358,2
Hornsea One	Reino Unido	2020	1.218,0	30,5	7,0	174	120,0	5.116,8
Arcadis Ost 1	Alemanha	2021	247,0	20,0	7,0	35	23,0	933,1
Borssele 3 & 4	Holanda	2021	732,0	25,0	6,0	122	30,0	2.641,9
Kriegers Flak	Dinamarca	2021	600,0	35,0	8,0	75	40,0	2.126,8
Moray East	Reino Unido	2022	950,0	40,0	8,0	119	22,0	2.504,8
Hornsea 2	Reino Unido	2022	1.386,0	32,0	8,0	173	89,0	3.648,7
Triton Knoll	Reino Unido	2022	857,0	30,0	9,5	90	33,0	3.046,1
Borkum Riffgrund W2	Alemanha	2022	450,0	35,0	8,0	56	45,0	1.562,7
Borkum Riffgrund W1	Alemanha	2022	420,0	30,0	8,0	53	19,0	1.456,3
Kaskasi II	Alemanha	2022	325,0	25,0	9,0	36	28,0	1.128,1
Wikinger Süd	Alemanha	2022	10,0	40,0	8,0	2	45,0	34,7
Hollandse Kust Zuid 1 & 2	Holanda	2022	1.500,0	20,0	12,0	125	15,0	4.973,1
Neart na Gaoithe	Reino Unido	2023	448,0	40,0	6,0	75	20,0	1.948,4
Seagreen Phase 1	Reino Unido	2023	454,0	45,0	10,0	45	27,0	944,2
Doggerbank Teesside A P1	Reino Unido	2023	1.200,0	40,0	12,0	100	130,0	4.624,4
Gode Wind 4	Alemanha	2023	132,0	35,0	5,0	26	75,0	762,3
Baltic Eagle	Alemanha	2023	476,0	45,0	8,4	57	30,0	1.863,5
Hollandse Kust Zuid 3 & 4	Holanda	2023	769,0	15,0	12,0	64	9,0	2.545,9





Fonte: Elaboração própria.



The background features a dark blue color scheme with various data visualization elements. On the left, there is a bar chart with five bars of increasing height, with values 138, 178, 175, 172, and 190. A line graph with two upward-trending lines is overlaid on the bars. To the right, there are two circular progress indicators: the top one shows 68% and the bottom one shows 75%. A dotted line with a downward-pointing triangle connects these two circles. At the bottom right, there is a network diagram consisting of a sphere of interconnected nodes.

# idp

SGAS Quadra 607 - Módulo 49  
Via L2 Sul, Brasília-DF  
CEP: 70200-670

  /sejaidp  
 (61) 3535-6565  
 idp.edu.br