

idp

idn

# MESTRADO PROFISSIONAL

EM ECONOMIA

---

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

**ALESSANDRA MENEZES GRIPP  
CARVALHO**

Brasília-DF, 2025

**ALESSANDRA MENEZES GRIPP CARVALHO**

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

Dissertação apresentada ao Programa de Pós Graduação em Economia, do Instituto Brasileiro de Ensino, Desenvolvimento e Pesquisa, como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre.

**Orientador**

Professor Doutor Sérgio Jurandyr Machado.

Brasília-DF 2025

## **ALESSANDRA MENEZES GRIPP CARVALHO**

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

Dissertação apresentada ao Programa de Pós Graduação em Economia, do Instituto Brasileiro de Ensino, Desenvolvimento e Pesquisa, como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre.

Aprovado em 13 / 08 / 2025

#### **Banca Examinadora**

---

Prof. Dr. Sérgio Jurandyr Machado - Orientador

---

Profa. Dra. Priscila Grecov

---

Profa. Dra. Silvia Andrea Cupertino

Código de catalogação na publicação – CIP

C331e Carvalho, Alessandra Menezes Gripp  
Energia eólica offshore: análise do custo do investimento e  
impacto econômico-financeiro da legislação vigente /  
Alessandra Menezes Gripp Carvalho. — Brasília: Instituto  
Brasileiro Ensino, Desenvolvimento e Pesquisa, 2025.  
54 f. :

Orientador: Prof. Dr. Sérgio Jurandy Machado

Dissertação (Mestrado Profissional em Economia) —  
Instituto Brasileiro Ensino, Desenvolvimento e Pesquisa – IDP,  
2025.

1. Energia eólica. 2. Análise comparativa . 3. Capital  
expenditure (CAPEX). 4. Regulação. I.Título

CDD 330

Elaborada pela Biblioteca Ministro Moreira Alves

## 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.  
**Classificação JEL:** L51, K32, Q48

## 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 n°. 15,097/2025.  
**JEL Classification:** L51, K32,

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

<b>CAPEX</b>	Capital Expenditure (Investimento de capital)
<b>EPE</b>	Empresa de Pesquisa Energética
<b>GEE</b>	Gases de Efeito Estufa
<b>GW</b>	Gigawatt
<b>IRENA</b>	International Renewable Energy Agency (Agência Internacional de Energia Renovável)
<b>kWh</b>	Quilowatt-hora
<b>MW</b>	Megawatt
<b>OPEX</b>	Operational Expenditure (Custo operacional)
<b>PPA</b>	Power Purchase Agreement (Contrato de Compra de Energia)

## LISTA DE TABELAS

<b>Tabela 1</b> Estimativa de Custos de Desenvolvimento de Projetos de Energia Eólica Offshore	<b>18</b>
<b>Tabela 2</b> Variáveis do Modelo	<b>24</b>
<b>Tabela 3</b> Parques Eólicos	<b>26</b>
<b>Tabela 4</b> Atributos Regulatórios	<b>28</b>
<b>Tabela 5</b> Estatísticas Descritivas	<b>30</b>
<b>Tabela 6</b> Análise dos Resíduos	<b>31</b>
<b>Tabela 7</b> Estimativa dos Parâmetros	<b>31</b>
<b>Tabela 8</b> Sinal Esperado x Sinal Obtido dos Parâmetros	<b>33</b>
<b>Tabela 9</b> Atributos Regulatórios da Legislação Dinamarquesa	<b>35</b>
<b>Tabela 10</b> Atributos Regulatórios da Lei 15.097/2025	<b>45</b>

# SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>11</b>
----------------------------	-----------

<b>2. REVISÃO DA LITERATURA .....</b>	<b>16</b>
---------------------------------------	-----------

2.1. ASPECTOS ECONÔMICOS DA GERAÇÃO DE ENERGIA OFFSHORE .....	<b>16</b>
---	-----------

2.2. MODELOS DE ESTIMAÇÃO DO CAPEX ASSOCIADO A PROJETOS DE ENERGIA EÓLICA OFFSHORE .....	<b>19</b>
--	-----------

2.3. MÉTODOS DE ANÁLISE COMPARATIVA DE LEGISLAÇÕES.....	<b>20</b>
---	-----------

<b>3. METODOLOGIA.....</b>	<b>24</b>
----------------------------	-----------

3.1. ESPECIFICAÇÃO DO MODELO DE ESTIMAÇÃO CAPEX .....	<b>24</b>
---	-----------

3.2. ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE LEGISLAÇÕES .....	<b>27</b>
--	-----------

<b>4. ANÁLISE DOS RESULTADOS.....</b>	<b>30</b>
---------------------------------------	-----------

4.1. RESULTADOS ECONOMETRÍCOS.....	<b>30</b>
------------------------------------	-----------

4.2. RESULTADOS DA COMPARAÇÃO DA LEGISLAÇÃO .....	<b>34</b>
---	-----------

4.3. DISTÂNCIA DO PAÍS DE REFERÊNCIA.....	<b>44</b>
---	-----------

4.3.1. METODOLOGIA DE CRIAÇÃO DO INDICADOR COMPOSTO.....	<b>44</b>
--	-----------

4.3.2. DIMENSÕES REGULATÓRIAS E O BENCHMARK DINAMARQUÊS .....	<b>44</b>
---	-----------

4.3.3. CÁLCULO DO INDICADOR COMPOSTO E DA "DISTÂNCIA" DA LEI 15.097/2025 EM RELAÇÃO À LEGISLAÇÃO DINAMARQUESA.....	<b>47</b>
--	-----------

<b>5. CONCLUSÃO .....</b>	<b>49</b>
---------------------------	-----------

<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>52</b>
-------------------------	-----------



## 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* surge como uma alternativa promissora nesse contexto, dado seu elevado fator de capacidade e menor variabilidade em comparação à geração *onshore* (IRENA, 2024)<sup>1</sup>. No Brasil, o potencial técnico da geração eólica no mar ultrapassa 700 GW, segundo estimativas da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2020)<sup>2</sup>, 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.

A estimativa do custo do investimento por meio do exame da experiência internacional se baseia em Levitt et al. (2011). Para os autores, os projetos de energia eólica *offshore* já implementados representam conhecimento valioso para a estruturação de novos mercados, dada as particularidades e inovações das tecnologias adotadas. Por meio de um estudo comparativo de projetos

<sup>1</sup> INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Renewable power generation costs in 2023**. Abu Dhabi, 2024. Disponível em: <https://www.irena.org/Publications/2024/Sep/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2023>. Acesso em: 25 jan. 2025.

<sup>2</sup> ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA. **Infovento Offshore**, edição 01, setembro de 2022. Disponível em: [https://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2022/09/2022\\_09\\_InfoVento-Offshore-01\\_site.pdf](https://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2022/09/2022_09_InfoVento-Offshore-01_site.pdf). Acesso em: 25 jan. 2025.

operacionais e planejados na Europa, China e EUA, os autores identificaram variações significativas nos custos de capital (CAPEX) e operacionais (OPEX), influenciados por fatores como regime de ventos, maturidade da cadeia produtiva e incentivos governamentais. Projetos na Europa apresentaram CAPEX médio de €3,5 milhões/MW, enquanto na China os valores são 30% inferiores, devido a menores custos de mão de obra e infraestrutura portuária desenvolvida.

O foco no custo de CAPEX – em detrimento ao custo de OPEX – encontra respaldo em: i) Blanco (2009), que estima um percentual de até 80% do custo total do empreendimento de geração de energia eólica *offshore* concentrado no CAPEX, variando significativamente dependendo da localização, distância da costa e complexidade das conexões elétricas; e ii) Miller et al. (2017), que estima um CAPEX equivalente a até 70% do custo total do projeto, tornando os mecanismos de financiamento e incentivos regulatórios essenciais para sua viabilidade.

Nesse contexto, os custos envolvidos na instalação e operação de projetos de energia eólica *offshore* são determinados por uma complexa interação de fatores técnicos, logísticos, ambientais e econômicos. Desde a fase inicial de planejamento até a operação e manutenção contínua, cada etapa demanda soluções especializadas, que impactam significativamente o custo final, sendo um dos principais componentes referentes ao custo as atividades de instalação, especialmente em locais de águas profundas, onde o uso de fundações fixas é inviável.

Segundo Castro-Santos et al. (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.

No Brasil, a implementação de usinas de energia eólica *offshore* ainda se encontra em estágio inicial, na fase de planejamento, mas nos

mercados internacionais, esse tipo de projeto teve grande redução no CAPEX de instalação. Entre 2010 e 2023, o custo total médio ponderado global de instalação caiu 48%, de USD 5.409/kW para USD 2.800/kW (IRENA, 2024)<sup>3</sup>, o que pode representar um incentivo à efetiva instalação de usinas eólicas *offshore* 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). A título de exemplo, o projeto *Cape Wind* – realizado nos Estados Unidos – enfrentou custos adicionais significativos, além de atrasos devido aos requisitos de licenciamento, em especial aqueles associados a avaliações de impacto sobre mamíferos marinhos, aves migratórias e habitats sensíveis.

Desta forma, buscar-se-á examinar como a recém aprovada Lei 15.097/2025 posiciona o Brasil em termos de arcabouço regulatório eficiente quando comparado aos pares internacionais, ou seja, se a legislação brasileira possui os requisitos para reduzir incertezas e atrair investimentos no setor de geração de energia no mar.

Esta dissertação 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*.

---

<sup>3</sup> INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Renewable power generation costs in 2023**. Abu Dhabi, 2024. Disponível em: <https://www.irena.org/Publications/2024/Sep/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2023>. Acesso em: 25 jan. 2025.

A dissertação está estruturada 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 e critérios para uma análise comparativa da regulamentação nacional e internacional entre países. O capítulo 4 explicita os dados utilizados e traz a análise dos resultados obtidos. O capítulo 5 traz as conclusões finais do trabalho.



?

## 2

## REVISÃO DA LITERATURA

### 2.1. ASPECTOS ECONÔMICOS DA 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.

Nesse sentido, para Barter et al. (2020) um dos principais componentes refere-se à viabilidade da implementação de fundações flutuantes para águas profundas. As fundações fixas têm sido largamente empregadas em projetos de energia eólica *offshore*, caracterizando-se pela ancoragem direta ao leito marinho e pela transferência rígida e estável das cargas estruturais. Estas fundações demonstram elevada robustez e eficiência comprovada, sendo especialmente adequadas para ambientes de águas rasas, usualmente até 30 metros de profundidade. Contudo, em águas profundas, as fundações fixas apresentam limitações significativas, sobretudo devido ao substancial aumento dos custos de instalação e manutenção, tornando-se economicamente inviáveis. Em oposição, as fundações flutuantes emergem como solução inovadora para viabilizar a exploração eólica em grandes profundidades. Sustentadas por sistemas de ancoragem flexíveis, tais fundações destacam-se pela notável adaptabilidade a diferentes profundidades e condições oceânicas, ampliando o alcance geográfico dos parques eólicos. Ademais, a possibilidade de montagem e comissionamento em terra, seguida de reboque até o local definitivo, propicia considerável redução dos custos de instalação *offshore* e mitiga impactos ambientais diretos sobre o leito marinho, evidenciando vantagens tanto técnicas quanto ambientais em relação às fundações fixas.

Custos de desenvolvimento e licenciamento, que incluem estudos ambientais, avaliação do leito marinho e obtenção de permissões, também compõem uma parte significativa dos investimentos. Segundo Johnston et al. (2020), esses custos podem

atingir uma média de £160.000 por MW, dependendo das exigências regulatórias locais e das condições ambientais.

Além dos aspectos técnicos e logísticos, fatores sociais e de aceitação pública também influenciam os custos dos projetos. Lutzeyer et al. (2018) destacam que a presença de turbinas visíveis no horizonte pode gerar resistência por parte das comunidades locais, preocupadas com impactos visuais, turismo e desvalorização de propriedades. Para mitigar esses impactos, os desenvolvedores frequentemente precisam realizar consultas públicas, oferecer compensações financeiras e investir em estratégias de comunicação.

No que diz respeito ao OPEX, para além da manutenção tradicional associada aos equipamentos inerentes ao setor, há que se ressaltar o papel das estratégias de manutenção preventiva. Segundo Peinado Gonzalo et al. (2022), tais estratégias são essenciais para garantir a longevidade e eficiência das turbinas. Tecnologias avançadas de monitoramento remoto e planejamento logístico rigoroso são fundamentais para mitigar riscos e reduzir custos.

Não menos importante, o descomissionamento de parques eólicos *offshore* representa um custo significativo ao final da vida útil desses projetos. Adedipe et al. (2021) explicita três estratégias usualmente adotadas em parques eólicos para o gerenciamento de turbinas quando do fim de sua vida útil: i) investimento adicional para extensão do ciclo de vida do ativo; ii) repotenciação, caracterizada pela substituição das turbinas originais por equipamentos novos e tecnologicamente aprimorados; e iii) descomissionamento, o qual envolve quatro fases: i) planejamento e aprovações regulatórias; ii) execução da desmontagem das estruturas; iii) logística associada à remoção de estruturas e resíduos; e iv) execução de ações pós-descomissionamento.

Por fim, a redução dos custos em projetos eólicos *offshore* está intimamente ligada ao avanço tecnológico, otimização de processos logísticos e desenvolvimento de políticas regulatórias favoráveis. Martinez e Iglesias (2022) argumentam que o aprimoramento das tecnologias de fundação, melhorias nas técnicas de instalação e estratégias integradas de manutenção são cruciais para reduzir os custos totais. A viabilidade econômica desses projetos dependerá da capacidade de mitigar riscos técnicos e sociais, promovendo um

ambiente regulatório estável e sustentável. A tabela 1 apresenta estes dados combinados.

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

Fonte: Elaborado pela autora

Em que pese a complexidade multidimensional que envolve o desenvolvimento de projetos de geração de energia *offshore*, trata-se de opção estratégica de crescente relevância, impulsionada pela necessidade de transição para fontes de energia mais sustentáveis e pela busca por maior segurança energética. Outra vantagem competitiva é a sua crescente viabilidade econômica segundo

Jacobsen et al. (2019), face ao avanço tecnológico e produção em larga escala, diminuindo os custos de instalação e manutenção de parques eólicos. O desenvolvimento de turbinas eólicas de maior porte e com designs aerodinâmicos mais sofisticados tem permitido a captura de uma maior quantidade de energia eólica, mesmo em áreas com ventos menos intensos. Assim, inovações tecnológicas, economias de escala e o crescente conhecimento de desenvolvedores e fabricantes de turbinas têm possibilitado reduções de custo substanciais, especialmente em instalações de base fixa (BEITER et. al., 2021).

## **2.2. MODELOS DE ESTIMAÇÃO DO CAPEX ASSOCIADO A PROJETOS DE ENERGIA EÓLICA OFFSHORE**

O modelo de análise de custo dos componentes, conforme delineado por Gonzalez-Rodriguez, (2017) oferece uma abordagem estruturada e detalhada para a avaliação dos custos associados à implantação e operação de parques eólicos. Ele decompõe os custos em componentes específicos, como turbinas, cabos, subestações, infraestrutura, instalação, operação e manutenção, permitindo uma análise precisa da estrutura de custos, facilitando decisões estratégicas e alocação eficiente de recursos, permitindo a comparação entre diferentes tecnologias e fornecedores, auxiliando na seleção das opções mais eficientes e econômicas, além de identificar os principais custos em cada fase do ciclo de vida do parque eólico.

Ao analisar detalhadamente os custos de cada componente, é possível identificar áreas onde a otimização pode gerar economias significativas, como a manutenção preditiva e contribui para a melhoria da gestão de riscos associados aos projetos, permitindo a identificação dessas áreas e a implementação de medidas de mitigação adequadas. 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.

O modelo paramétrico, detalhado por Snyder e Kaiser (2009) utiliza um modelo de regressão – para estimar o CAPEX dos projetos de parques eólicos – com base nas seguintes variáveis explicativas: capacidade total instalada, profundidade da água, distância da costa,

ano da construção e tamanho da turbina. O modelo tem o mérito de fornecer estimativas rápidas e baseadas em dados de projetos já implementados, permitindo avaliar diferentes cenários e otimizar decisões sobre tamanho, localização e tecnologia do parque eólico.

O modelo de leilões utilizado por Rubio-Domingo (2021) utiliza uma abordagem de engenharia reversa, iniciando a análise a partir do preço de exercício vencedor em leilões de licenças para geração de energia *offshore*, utilizando como amostra leilões ocorridos no Reino Unido, Alemanha, Dinamarca, Países Baixos, Estados Unidos e Taiwan. Os preços de energia eólica *offshore* definidos nos leilões fornecem métrica importante para determinar a viabilidade econômica dos projetos. Contudo, a comparação direta entre os resultados de diferentes países é complexa devido às diferenças estruturais no desenho dos leilões, nos riscos assumidos pelos desenvolvedores e nos custos cobertos pelas autoridades governamentais. Além disso, fatores como a indexação à inflação, a duração do subsídio e o tipo de preço contratado (fixo ou baseado em prêmios) afetam significativamente a exposição financeira dos investidores. Esses aspectos tornam cada leilão único em termos de desafios e incentivos.

### **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.

De acordo, com González et al. (2020), os exercícios empíricos de comparação de legislações – afetas ao tema de geração de energia *offshore* – se notabiliza em duas vertentes principais. i) a tradicional, na qual são comparados atributos específicos presentes nos regramentos, como incentivos econômicos, conectividade a linhas de transmissão, localização da planta de geração, licenças ambientais requeridas,

escopo e grau de influência associado a consultas públicas e órgãos autônomos, dentre outros; e a alternativa, na qual a comparação dos fatores supracitados ocorre em momentos distintos do ciclo de vida da planta eólica, ou seja, como o regramento trata as diferentes questões durante as fases de concepção, desenvolvimento e operação do projeto eólico.

De Castro et al. (2019) emprega uma metodologia multidisciplinar que integra análise de dados climáticos, revisão da literatura e avaliação de marcos legais e políticos para identificar os locais mais adequados para parques eólicos *offshore* na Europa. A fundamentação teórica do estudo é a crescente necessidade de fontes de energia renováveis para mitigar as mudanças climáticas, conforme estabelecido no Acordo de Paris de 2015 e nas diretrizes da União Europeia. Os principais conceitos que sustentam a abordagem incluem a avaliação do potencial eólico, a análise de projeções climáticas futuras, a identificação de restrições legais e a consideração de fatores socioeconômicos, para orientar as decisões de políticas públicas e investimentos no setor de energia eólica *offshore*.

Com fundamento em uma abordagem metodológica comparativa, Mani e Dhingra (2013), realiza análises documentais e revisão de literatura especializada sobre políticas públicas de energia eólica *offshore* no Reino Unido e Alemanha. A fundamentação teórica reconhece o papel central das políticas públicas nacionais na promoção dessa energia, utilizando conceitos de risco-recompensa, maturidade tecnológica, estabilidade institucional e planejamento regulatório para embasar a análise, destacando como instrumentos de apoio, procedimentos de licenciamento, incentivos financeiros, incentivos fiscais e mecanismos de integração à rede.

Fitch-Roy (2016) emprega uma abordagem metodológica comparativa e qualitativa, com o objetivo de analisar a evolução e a convergência das políticas de governança da energia eólica *offshore* em cinco países: Reino Unido, Alemanha, Holanda, Dinamarca e Bélgica. A fundamentação teórica do estudo reside nas teorias de difusão de políticas e na literatura sobre governança, considerando a gestão dos recursos marinhos e a governança econômica, identificando como as políticas públicas se propagam entre diferentes jurisdições e como as interações entre atores em níveis nacional e europeu moldam os resultados das políticas, por meio da convergência de políticas, que

se refere ao processo pelo qual as políticas de diferentes países se tornam mais semelhantes ao longo do tempo.

González et al. (2020) propôs um marco regulatório para o setor eólico *offshore* no Brasil, enfatizando a abordagem por processos como elemento central para garantir eficiência e sustentabilidade, propondo um modelo que abrange todo o ciclo de vida do projeto, desde o pré-desenvolvimento até a pós-operação. A abordagem por processos é apresentada como uma ferramenta para organizar e estruturar as atividades regulatórias, garantindo a coordenação entre as diferentes instituições envolvidas, com a definição das macrofases, detalhando atividades, requisitos, descrição de responsabilidades e proposição de critérios para tomada de decisão. Este é um modelo adaptável a outros países, pois o ciclo de vida dos parques eólicos *offshore* é semelhante, variando os órgãos reguladores, os tipos de licenças e seus critérios, tendo o artigo analisado as melhores práticas de mercados com projetos já desenvolvidos no setor, como Dinamarca, Reino Unido e Alemanha.



3

## 3

## 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 & 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.

A escolha do modelo paramétrico, em vez de uma análise dos modelos de análise de custo dos componentes e de estimação a partir do resultado em leilões de concessão com engenharia reversa, para estimar os custos de investimento em energia eólica *offshore*, ocorreu por ser uma abordagem menos dependente das especificidades regulatórias e estruturais de cada leilão, ou da variação dos custos dos materiais no tempo.

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 & Kaiser (2009) + Modelo de Inteligência Artificial Generativa GPT 4.1 + Bureau of Labor Statistics

Ano	Ano de Finalização do Projeto	Variável Independente	Snyder & Kaiser (2009) + Modelo de Inteligência Artificial Generativa GPT 4.1
Dist	Distância até a Costa	Variável Independente	
Pot	Potência nominal da turbina em MW	Variável Independente	
Capacidade	Capacidade Nominal da Fazenda Eólica em MW	Variável Independente	
Prof	Profundidade média em metros	Variável Independente	

Fonte: Elaborado pela autora

Para responder à primeira questão de pesquisa serão estimados por Mínimos Quadrados Ordinários - MQO - os parâmetros das variáveis explicativas do modelo econométrico especificado na equação (1):

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

A amostra contempla 59 parques eólicos *offshore* construídos na Europa no período compreendido entre 1991 e 2023, conforme descrito na tabela 3.

**Tabela 3 – Parques Eólicos**

Parque Eólico	País	Ano de Construção	Capacidade (MW)	Profundidade Média (metros)	Tamanho da Turbina (MW)	Número de Turbinas	Distância até a Costa (km)	CAPEX (Valor Atualizado em 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
Dronten	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	Ireland	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	Belgium	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: Elaborado pela autora com auxílio do GPT 4.1.

### 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.

Ao focar nos atributos específicos das opções regulatórias, como incentivos econômicos, critérios de conectividade, requisitos de localização e licenças ambientais, é possível identificar as semelhanças e diferenças entre as abordagens adotadas em diferentes países, avaliando os seus potenciais impactos e permitindo a formulação de recomendações para a regulação brasileira.

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>4</sup>. A Alemanha detém a segunda maior capacidade eólica *offshore* instalada e é um fornecedor líder de componentes para energia eólica *offshore*<sup>5</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. No caso específico deste estudo, busca-se estabelecer se há um incremento (ou redução) relativo no custo de CAPEX por conta de exigências legais.

---

<sup>4</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 abril 2025.

<sup>5</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

Tabela 4 – Atributos Regulatórios

Atributo Regulatório	Subtópicos	Fatores a Analisar
1. Regimes de Concessão	Porta Aberta vs. Licitação	Há definição explícita – na legislação – do regime a ser adotado? Como se dá a distribuição dos custos iniciais do projeto?
2. Licenciamento Ambiental	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)?
3. Incentivos Econômicos	Tarifa Feed-in e Contratos por Diferença (CfD)	Há definição explícita de tarifa feed-in 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?
4. Conexão à Rede	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 curtailment de energia?
5. Pós-Operação e Descomissionamento	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



4

## 4

## ANÁLISE DOS RESULTADOS

## 4.1. RESULTADOS ECONOMETRÍCOS

A tabela 5 apresenta as estatísticas descritivas da amostra original de 59 dados.

Tabela 5 – Estatísticas Descritivas						
	Ano	Capacidade (MW)	Profundidade (metros)	Potência (MW)	Distância (km)	CAPEX Atualizado (em 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

Fonte: Elaborado pela autora

A amostra foi submetida a um procedimento de padronização (z-score) para que se pudesse verificar a existência de *outliers*. A presença de *outliers* em um conjunto de dados pode causar distorções significativas nos coeficientes estimados por MQO. Um único valor extremo pode fazer com que os coeficientes subestimem ou exagerem a relação entre as variáveis independentes e dependentes, como destacado por Wooldridge (2023). Assim, quatro fazendas eólicas – Hollandse Kust Zuid 1 & 2, Hornsea One, Equinor Hywind e Doggerbank Teesside A P1 – foram retiradas da amostra com base na regra z-score > 3,0 ou z-score < - 3,0.

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 6:

Tabela 6 – Análise dos Resíduos

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

Fonte: Elaborado pela autora

A violação de hipóteses do modelo clássico de regressão linear clássico está muitas vezes (Gujarati e Porter, 2011) associada à definição incorreta da forma funcional (por exemplo, modelos lineares versus log-lineares) e/ou ao viés de especificação (variáveis excluídas na especificação original do modelo).

De forma a tentar 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 7:

Tabela 7 – Estimativa dos Parâmetros

Parâmetro	Estimativa	Desvio Padrão	t-value	p-value
$\beta_0$	10,78659	308,93320	0,03500	0,97230
$\beta_1$	-1,25836	40,66726	-0,03100	0,97540
$\beta_2$	-0,13811	0,07184	-1,92200	0,06070*

$\beta_3$	-0,19765	0,19241	-1,02700	0,30970
$\beta_4$	1,00513	0,06817	14,74400	<2e-16***
$\beta_5$	0,30024	0,10552	2,84500	0,00660***
$\beta_6$	-0,02291	0,22961	-0,10000	0,92100
$\beta_7$	-0,10210	0,18732	-0,54500	0,58830
$\beta_8$	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 7 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<sup>6</sup>. Entretanto, deve-se salientar que tal fato não invalida as

<sup>6</sup> Apesar da evidência de heterocedasticidade nos resíduos, detectada pelo teste Breusch-Pagan, optou-se por não empregar erros padrão robustos para a inferência estatística nesta análise. Esta decisão baseou-se em uma ponderação crítica das particularidades da amostra de dados disponível. Os erros robustos não foram utilizados porque, conforme discute Wooldridge (2023), em amostras de dimensão reduzida, como a utilizada neste estudo (com 55 observações válidas após a remoção

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 5MW, 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.

Na tabela 8 é possível comparar o sinal obtido na estimação dos parâmetros com aquele esperado pela intuição econômica:

Tabela 8 – Sinal Esperado x Sinal Obtido dos Parâmetros		
Parâmetro	Sinal Esperado	Sinal Obtido
Ano	-	-
Capacidade	+	+
Profundidade	+	+
Potência	-	-
Distância	+	-

Fonte: Elaborado pela autora

O sinal obtido para os parâmetros ano, capacidade, potência e profundidade estão em linha com aqueles esperados. Quanto **maior** a

---

de 4 outliers), o tamanho pequeno da amostra restringe a eficácia dos estimadores robustos. Em contextos de poucos dados, as estatísticas  $t$  e  $F$  calculadas com erros padrão robustos podem não se aproximar das distribuições esperadas, gerando inferências imprecisas sobre a significância dos parâmetros. Portanto, privilegiou-se a interpretabilidade dos coeficientes e a consistência metodológica adequada ao tamanho amostral específico, mitigando a potencial introdução de maior instabilidade na inferência, embora reconhecendo as limitações dos testes de hipótese tradicionais adotados.

capacidade e a profundidade, **maior** o CAPEX. E quanto **menor** a potência da turbina utilizada e mais recente o ano de construção, **menor** o CAPEX. Isto porque: i) turbinas mais potentes possuem um custo maior, mas tendem a produzir uma quantidade de energia capaz de mais do que neutralizar o investimento adicional (efeito escala); e ii) com o passar dos anos, a tecnologia evoluiu, reduzindo o custo por MW produzido.

A interpretação do sinal esperado para o parâmetro associado à variável distância é menos direta: o sinal **negativo** (-) obtido pode estar associado ao fato de que parques eólicos mais distantes da costa estão expostos a maior quantidade e estabilidade de ventos, o que diminui o custo por MW produzido e contrabalanceia os custos adicionais de construção da infraestrutura de transporte da energia para a costa e de logística associada à montagem do parque eólico.

Embora nenhum dos parâmetros associados às variáveis *dummy* seja estatisticamente significativo, o sinal positivo estimado para o Reino Unido sugere a possibilidade de que características geográficas e/ou de regulação naquele país aumentem o custo CAPEX médio para a construção de parques eólicos *offshore*. Já o sinal negativo associado à Dinamarca e Alemanha sugere a possibilidade de que características geográficas e/ou de regulação naqueles países reduzam o custo CAPEX médio para a construção de parques eólicos *offshore*.

## 4.2. RESULTADOS DA COMPARAÇÃO DA LEGISLAÇÃO

Uma vez que os resultados do modelo econométrico sugerem – ainda que de forma tênue – a existência de elementos redutores do volume de CAPEX por MW especialmente na Dinamarca (quando comparada à Alemanha e ao Reino Unido), tem-se a seguinte questão de pesquisa: é possível identificar elementos específicos da legislação dinamarquesa que poderiam explicar a redução relativa do CAPEX associado a fazendas eólicas neste país?

Para responder à essa questão, foi realizada uma análise das supracitadas legislações (em especial da legislação dinamarquesa, descrita na tabela 9) 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.

**Tabela 9 – Atributos Regulatórios da Legislação Dinamarquesa**

Atributo Regulatório	Regimes de Concessão
<p>Artigo da Lei da Dinamarca</p>	<p>Art 22 e 23 - (Promotion of Renewable Energy Act - Act n.º. 1392 of 27 December 2008 Disponível em <a href="https://ens.dk/en/energy-sources/offshore-procedures-permits">https://ens.dk/en/energy-sources/offshore-procedures-permits</a>. Acessado em 11/06/2025)</p> <p>“22 (1) O acesso à exploração de energia da água e do vento em águas territoriais dinamarquesas e na Zona Económica Exclusiva só estará disponível para o Estado dinamarquês. Investigações preliminares e exploração subsequente de energia só poderão ocorrer com a aprovação do Ministro do Clima e Energia. (2) A aprovação para investigações preliminares será concedida após um convite a candidaturas num procedimento de licitação ou após uma candidatura. (3) A aprovação para investigações preliminares será concedida para áreas em que o Ministro do Clima e Energia considera que a exploração de energia pode ser relevante. A aprovação será concedida como um direito exclusivo para uma área e período de tempo especificados. (4) O Ministro do Clima e Energia pode estipular termos para a aprovação, incluindo as condições a serem investigadas, sobre relatórios, sobre o desempenho e resultados da investigação preliminar, sobre o acesso do Ministro para utilizar os resultados da investigação preliminar, cf. seção 24(4), e sobre o cumprimento dos requisitos ambientais e de segurança e similares. (5) O Ministro do Clima e Energia pode tomar decisões relativas à aprovação em conformidade com os subseções (2)-(4). (6) O Ministro do Clima e Energia pode estabelecer regulamentos mais detalhados sobre as condições abrangidas pelo subseção (4).</p> <p>23.-(1) Num procedimento de licitação, a aprovação conforme a seção 22 será concedida ao vencedor do procedimento de licitação. O Ministro do Clima e Energia pode estipular condições ou termos especiais que terão prioridade nas decisões relativas às propostas recebidas. (2) Os termos conforme o subseção (1) podem relacionar-se com questões financeiras, incluindo apoio à produção, design e questões técnicas relativas à central de produção ou à infraestrutura que ligará a central ao sistema geral de abastecimento de eletricidade. Pode haver requisitos de que os consumidores ou outros, juntamente com o candidato, possam participar como partes no projeto, e que seja paga uma multa se o vencedor do procedimento de licitação não cumprir as condições da proposta ou outras condições acordadas, incluindo prazos”.</p>

<p>Comentário</p>	<p>Dinamarca estabelece o monopólio estatal sobre os recursos offshore e a necessidade de aprovação ministerial para qualquer exploração, o que serve como a base para o regime de concessão. Define, ainda, os dois principais meios para a obtenção de aprovação para investigações preliminares: através de um processo competitivo de licitação ou mediante uma solicitação direta, podendo ser impostas condições financeiras, técnicas e de participação de partes interessadas.</p> <p>Os custos de investigações preliminares são realizados pelo Estado que conduz investigações prévias e imputa os custos ao vencedor da licitação, otimizando o processo de desenvolvimento para os licitantes. Embora o vencedor da licitação reembolse os custos, eles se tornam um custo conhecido e previsível, não um risco exploratório, o que reduz o desvio-padrão do CAPEX estimado do projeto nos diferentes cenários de análise.</p> <p>No Reino Unido, diferentemente da Dinamarca, o desenvolvedor assume uma maior parcela de risco e responsabilidade pelas fases iniciais do projeto, como as investigações do local (incluindo levantamentos geotécnicos, eólicos, avaliações ambientais) e a realização dos Estudos de Impacto Ambiental (EIAs) completos.</p>
<p>Atributo Regulatório</p>	<p>Licenciamento Ambiental</p>
<p>Artigo da Lei da Dinamarca</p>	<p>Art. 25, 26 e 27 (Promotion of Renewable Energy Act - Act n.º. 1392 of 27 December 2008 Disponível em <a href="https://ens.dk/en/energy-sources/offshore-procedures-permits">https://ens.dk/en/energy-sources/offshore-procedures-permits</a>. Acessado em 11/06/2025)</p> <p>“25 (1) O estabelecimento de uma central de produção de eletricidade que explore o vento e a água, com cabos internos associados, em águas territoriais dinamarquesas e na Zona Econômica Exclusiva, bem como alterações significativas nas instalações existentes, só poderá ser realizado com aprovação prévia do Ministro do Clima e Energia. (2) A aprovação será concedida a candidatos com direito de uso da aprovação de investigação preliminar, conforme a seção 24(1), (2) ou (4), e que demonstrem possuir a capacidade técnica e financeira necessárias. (3) O Ministro do Clima e Energia pode estabelecer condições para a aprovação dessas centrais, incluindo requisitos relativos à construção, design, instalação, montagem, operação, desmantelamento da central, fornecimento de garantia para o desmantelamento da central, bem como condições financeiras, técnicas, de segurança e ambientais em conexão com o estabelecimento e operação, incluindo visitas temporárias e residência permanente. (...).</p>

	<p>26 (1) A aprovação conforme a seção 25 para estabelecer instalações que possam ser consideradas de impacto significativo ao meio ambiente só poderá ser concedida com base em uma avaliação dos impactos ambientais e após o público e as autoridades e organizações relevantes terem tido a oportunidade de fazer declarações.</p> <p>27 (1) A fim de evitar danos à integridade de áreas de conservação internacionais designadas, os projetos de construção previstos na seção 25 que, individualmente ou em combinação com outros projetos ou planos, possam ter um efeito significativo nessas áreas, devem ser submetidos à avaliação das suas implicações para o local, tendo em vista os objetivos de conservação do local.”.</p>
<p>Comentário</p>	<p>O processo de licenciamento ambiental para parques eólicos offshore na Dinamarca é altamente centralizado, concentrando-se na Danish Energy Agency (DEA), a qual assume a responsabilidade por conduzir extensos estudos ambientais, geotécnicos e de vento nas áreas designadas antes que essas áreas sejam licitadas aos desenvolvedores. Isso significa que, quando uma empresa participa de um leilão dinamarquês, grande parte da incerteza ambiental e dos custos associados a investigações preliminares já foi mitigada pela autoridade pública.</p> <p>No Reino Unido, o processo de licenciamento ambiental é, em grande parte, responsabilidade do próprio desenvolvedor, com rigorosos requisitos de avaliação de impacto ambiental (Environmental Impact Assessment - EIA) a serem cumpridos.</p>
<p>Atributo Regulatório</p>	<p>Incentivos Econômicos</p>
<p>Artigo da Lei da Dinamarca</p>	<p>Art. 21, 37, 38, 39, 40 e 51 (Promotion of Renewable Energy Act - Act n.º. 1392 of 27 December 2008 Disponível em <a href="https://ens.dk/en/energy-sources/offshore-procedures-permits">https://ens.dk/en/energy-sources/offshore-procedures-permits</a>. Acessado em 11/06/2025)</p> <p>“21.1 A Energinet.dk pode decidir conceder uma garantia a associações locais de proprietários de turbinas eólicas ou outros grupos de iniciativa local para empréstimos contraídos para financiar investigações preliminares, incluindo a investigação de locais e considerações técnicas e financeiras, e para preparar pedidos às autoridades, com vista à instalação de uma ou mais turbinas eólicas, (...) (4) Se um projeto de turbina eólica não for concluído, quaisquer valores pagos sob garantias não serão exigidos de volta, a menos que o projeto da turbina eólica seja transferido parcial ou totalmente para outros. (5) Dentro de um limite de 10 milhões de DKK, a Energinet.dk decidirá se uma garantia deve ser concedida após uma solicitação da associação de proprietários de turbinas eólicas ou do grupo de iniciativa. As</p>

	<p>garantias serão concedidas dentro do valor disponível a qualquer momento. Uma garantia máxima de DKK 500.000 (coroas dinamarquesas) pode ser concedida por projeto.</p> <p>37.1 Esta disposição trata de suplementos de preço para eletricidade produzida em parques eólicos offshore que estão sujeitos a um processo de licitação, conforme as disposições da seção 23.</p> <p>O suplemento de preço da subseção (1) será concedido da seguinte forma: 1) Para a eletricidade produzida no parque eólico offshore Horns Rev 2, sujeito ao processo de licitação de 7 de julho de 2004, será concedido um suplemento de preço determinado de forma que este e o preço de mercado determinado na seção 51(2), nº 1, juntos, totalizem DKK 0,518 por kWh. 2) Para a eletricidade produzida no parque eólico offshore Rødsand 2, sujeito ao processo de licitação de 7 de fevereiro de 2008, será concedido um suplemento de preço determinado de forma que este e o preço de mercado determinado na seção 51(2), nº 1, juntos, totalizem DKK 0,629 por kWh.</p> <p>(3) Se o produtor de eletricidade tiver que pagar uma taxa de alimentação em conexão com a transferência de eletricidade para a rede geral de abastecimento de eletricidade, um suplemento de preço também será concedido correspondente ao pagamento de acordo com a taxa de alimentação estabelecida. (4) O suplemento de preço conforme subseções (2) e (3) será pago por uma produção de eletricidade de 10 TWh que tenha sido produzida de acordo com os termos do processo de licitação. O suplemento de preço, no entanto, será pago por no máximo 20 anos após a data de conexão do parque eólico offshore à rede.</p> <p>38.2 Para a eletricidade de uma turbina eólica abrangida pela subseção (1), um suplemento de preço de DKK 0,10 por kWh será concedido por 20 anos a partir da data de conexão à rede. 38.3: O suplemento de preço da subseção (2) para a eletricidade de turbinas eólicas conectadas a uma rede antes de 1º de janeiro de 2005 será concedido de forma que este e o preço de mercado determinado na seção 51(2), nos. 2 ou 3, não excedam juntos DKK 0,36 por kWh.</p> <p>39.6 Se a turbina eólica não cumprir a definição de uma turbina eólica existente, cf. subseção (8), um suplemento de preço será concedido nas condições estabelecidas nos nos. 1 e 2. O suplemento de preço será determinado de forma que este e o preço de mercado determinado na seção 51(2), nº 1, juntos, totalizem DKK 0,33 por kWh. (...) 2) Para uma turbina eólica em águas territoriais etc., cf. seção 25(1), que não está instalada em uma área principal selecionada para o desenvolvimento de turbinas eólicas, o suplemento de preço será concedido para a produção de eletricidade por dez anos</p>
--	---

	<p>a partir da data de conexão da turbina eólica à rede. 39.7: Para a produção de eletricidade abrangida pela subseção (6), será concedido um suplemento de preço de DKK 0,10 por kWh.</p> <p>Suplemento de Preço para turbinas eólicas offshore em águas territoriais financiadas por companhias elétricas: 40.3: Para a eletricidade produzida por uma turbina eólica offshore em águas territoriais etc., será concedido um suplemento de preço de forma que este e o preço de mercado determinado na seção 51(2), n° 1, juntos, totalizem DKK 0,353 por kWh. No caso de o produtor ter de pagar uma taxa de alimentação em conexão com a transferência de eletricidade para a rede de fornecimento geral de eletricidade, o suplemento de preço também será concedido para até DKK 0,07 por kWh em média por 24 horas. O suplemento de preço mencionado será concedido para a produção de eletricidade correspondente à produção durante 42.000 horas de pico. 40.4: Para a eletricidade de turbinas eólicas abrangidas pelas subseções (2) e (3), um suplemento de preço de DKK 0,10 por kWh também será concedido.</p> <p>51.1 As empresas de rede deverão reportar à Energinet.dk, de hora em hora, o volume de eletricidade produzida pelas instalações abrangidas pelas seções 36-50. A Energinet.dk deverá estabelecer diretrizes para o cálculo e o reporte da produção de eletricidade”.</p>
Comentário	<p>Na Dinamarca os incentivos econômicos descritos se concentram principalmente em suplementos de preço (que funcionam como tarifas feed-in ou prêmios feed-in) e, indiretamente, em um mecanismo que se assemelha a Contratos por Diferença (CfD) na forma como o suplemento é calculado em relação ao preço de mercado. O art. 37 descreve um mecanismo semelhante a um CfD para parques eólicos offshore de grande capacidade que foram leiloados, com o mecanismo de "suplemento de preço" (price supplement) combinado com o preço de mercado para atingir um preço-alvo, e prevê "suplementos de preço negativos", retratando o funcionamento de um CfD de duas vias. O gerador recebe um suplemento se o preço de mercado está abaixo de um "preço alvo" (strike price) ou devolve a diferença se o preço de mercado exceder esse valor. Assim, o suplemento de preço compensa a diferença entre o preço de mercado (definido na Seção 51) e um valor-alvo garantido (DKK 0,518 ou DKK 0,629/kWh). O art. 38.2 estabelece um valor fixo por kWh (DKK 0,10) a ser pago, o que é uma característica de uma tarifa feed-in, oferecendo previsibilidade de receita por um longo período para as instalações elegíveis.</p>

	<p>Os art. 39.6 e 39.7 concedem para turbinas offshore específicas (aquelas em águas territoriais fora das áreas principais de desenvolvimento), um suplemento que eleva o preço total a DKK 0,33/kWh, operando como um prêmio feed-in, sendo o pagamento garantido por 10 anos.</p> <p>Adicionalmente, um suplemento fixo de DKK 0,10/kWh é concedido a essa mesma categoria de turbinas, compondo o incentivo total.</p> <p>O art. 40 trata de suplemento de preço para turbinas eólicas offshore em águas territoriais financiadas por companhias elétricas, uma tarifa feed-in, garantindo um preço total de DKK 0,353/kWh para turbinas offshore financiadas por companhias elétricas, bem como um suplemento adicional fixo de DKK 0,10/kWh é concedido a essas mesmas turbinas offshore e inclui também um suplemento para cobrir taxas de conexão à rede.</p> <p>O art. 51.5 estabelece que se o preço de mercado for maior do que o valor total garantido, o produtor deverá devolver a diferença na forma de um "suplemento de preço negativo". Isso confirma o mecanismo de mão dupla do CfD, onde os riscos de preço são compartilhados e a remuneração total é estabilizada em torno de um preço-alvo.</p> <p>A Alemanha adotou as tarifas feed-in como um pilar de sua política energética renovável, que garantem preços fixos para a energia gerada pelos parques eólicos offshore durante períodos de até 20 anos. A partir de 2017, passou a implementar leilões baseados em Contratos por Diferença (CfDs).</p> <p>O Reino Unido, diferentemente de Alemanha e Dinamarca, não oferece tarifas feed-in para dar suporte às fases iniciais do projeto.</p>
Atributo Regulatório	Conexão à Rede
Subtópico	Modelos de Transmissão
Artigo da Lei da Dinamarca	<p>Art. 31, 2 e 32, 1 (Promotion of Renewable Energy Act - Act n.º 1392 of 27 December 2008 Disponível em <a href="https://ens.dk/en/energy-sources/offshore-procedures-permits">https://ens.dk/en/energy-sources/offshore-procedures-permits</a>. Acessado em 11/06/2025)</p> <p>“31.2 Se a Energinet.dk não cumprir os prazos e condições para a conexão à rede do parque eólico offshore, de acordo com os termos do procedimento de licitação, a Energinet.dk terá responsabilidade objetiva por danos por qualquer perda consequential sofrida pelo produtor de eletricidade.</p> <p>32.1 Se, de acordo com autorização emitida conforme a seção 19 da Lei de Abastecimento de Eletricidade, uma empresa de transmissão for obrigada a concluir partes de uma conexão à rede em terra a partir de um parque eólico offshore que tenha sido sujeito a um processo de licitação, a</p>

	<p>empresa de transmissão deverá, na medida do necessário, auxiliar a Energinet.dk no cumprimento das responsabilidades desta empresa em relação ao estabelecimento da conexão à rede em terra, cf. seção 4(6) da Lei Energinet.dk. Uma “conexão à rede em terra” significará uma conexão de transmissão de um parque eólico offshore a um ponto de conexão acordado na rede de transmissão. (2) A Energinet.dk será responsável perante o produtor de eletricidade pela construção da conexão à rede em terra. (3) A Energinet.dk e a empresa de transmissão deverão definir, por negociação, o escopo das atividades incumbentes à empresa de transmissão. Se a conexão à rede em terra não for concluída e colocada em operação, os custos necessários incorridos pela empresa de transmissão de atividades realizadas para cumprir os termos do procedimento de licitação serão pagos pela Energinet.dk com base em uma declaração dos custos incorridos.</p>
Comentário	<p>A Dinamarca possui um operador nacional de transmissão (Energinet), promovendo o desenvolvimento de infraestrutura compartilhada, como conexões à rede elétrica que são frequentemente financiadas pelo operador do sistema de transmissão e não pelos desenvolvedores. Isso reduz os custos diretos para os investidores. No Reino Unido, ao contrário, os desenvolvedores de parques eólicos offshore são usualmente os responsáveis por financiar e construir a conexão do parque à rede elétrica.</p>
Atributo Regulatório	Conexão à Rede
Subtópico	Prioridade de Despacho e Compensação Financeira por Curtailment
Artigo da Lei da Dinamarca	<p>Art. 34, 3 e 35, 1 (Promotion of Renewable Energy Act - Act n.º. 1392 of 27 December 2008 Disponível em <a href="https://ens.dk/en/energy-sources/offshore-procedures-permits">https://ens.dk/en/energy-sources/offshore-procedures-permits</a>. Acessado em 11/06/2025)</p> <p>“34.3 A Energinet.dk pode ordenar a redução ou o desligamento da produção de eletricidade, se isso for necessário devido a 1) falhas ou trabalhos de manutenção na planta de transmissão para conduzir a produção de eletricidade para terra, ou no resto da rede de transmissão, ou 2) limitações de capacidade de outra forma na rede de transmissão geral que possam ser remediadas pela redução.”</p> <p>35.1 A Energinet.dk pagará ao produtor de eletricidade as perdas incorridas como resultado da redução, cf. seção 34, que for realizada dentro de 25 anos após a concessão da</p>

	<p>aprovação para explorar energia em águas territoriais dinamarquesas ou na Zona Econômica Exclusiva, cf. seção 29.</p> <p>35. 2 Ao definir o pagamento, a perda de receitas será calculada com base nas vendas da produção de eletricidade nas condições atuais como 1) um preço correspondente ao valor total do preço de mercado e suplemento de preço mencionado na seção 37(2) para o período em que o suplemento de preço é pago, e 2) um preço correspondente ao preço de mercado por kWh definido de acordo com a seção 51(2), n° 1, após o momento em que o suplemento de preço tiver cessado de acordo com a seção 37(4) e (5) ou tiver sido deselecionado de acordo com a seção 53(2).</p> <p>35, 3 e 4: O pagamento não será efetuado se a redução for resultado de força maior. 4 Desacordos em relação ao acesso ao pagamento e ao valor do pagamento serão determinados por um tribunal de justiça.</p>
Comentário	<p>A capacidade da Energinet.dk de ordenar curtailment é restrita a questões de segurança e capacidade da rede. Não há definição legal acerca da "prioridade de despacho". Os art. 35.1 e 35.2 estabelecem o direito à compensação por perdas de produção devido a curtailment ordenado pela Energinet.dk. e a compensação é calculada com base no valor total que o gerador receberia (preço de mercado mais o suplemento de preço/feed-in), garantindo que as perdas de receita sejam cobertas. Existem exceções à compensação no art. 35.3 e 4 como caso de força maior e em caso de resolução de disputas judiciais.</p> <p>No Reino Unido, a prioridade legal de despacho é determinada pela viabilidade econômica (custo marginal mais baixo) e pela segurança da rede. No entanto, a existência de Contratos por Diferença- CfDs mitiga o risco de "não despacho" pela garantia de receita para os desenvolvedores, pois eles são compensados pela energia que não puderam gerar. Também existe compensação financeira por curtailment, se o parque eólico for forçado a reduzir a produção devido a problemas na rede (constrained off).</p>
Atributo Regulatório	Pós-Operação e Descomissionamento
Artigo da Lei da Dinamarca	Art. 25 - 3 (Promotion of Renewable Energy Act - Act n°. 1392 of 27 December 2008 Disponível em <a href="https://ens.dk/en/energy-sources/offshore-procedures-permits">https://ens.dk/en/energy-sources/offshore-procedures-permits</a> . Acessado em 11/06/2025)

	<p>“O Ministro do Clima e Energia pode estabelecer condições para a aprovação dessas instalações, incluindo requisitos referentes à construção, projeto, instalação, montagem, operação, desmantelamento da instalação, provisão de segurança para o desmantelamento da instalação, bem como condições financeiras, técnicas, de segurança e ambientais em conexão com o estabelecimento e operação, incluindo visitas temporárias e residência permanente.”</p>
<p>Comentário</p>	<p>A Dinamarca tem uma abordagem que integra os requisitos de descomissionamento nas condições de licenciamento, garantindo que os desenvolvedores estejam cientes de suas obrigações desde o início do projeto. O foco é a remoção segura e ambientalmente responsável. Os custos de descomissionamento e as condições detalhadas são definidas na aprovação específica de cada projeto.</p> <p>A Agência Dinamarquesa de Energia (Danish Energy Agency - DEA) é a autoridade central para o licenciamento de projetos eólicos offshore, incluindo o estabelecimento das condições para o descomissionamento. O Ministro do Clima, através da DEA, tem o poder de definir requisitos detalhados para o "desmantelamento da instalação" e o plano de descomissionamento deve cobrir os métodos de remoção, gestão de resíduos, saúde e segurança dos trabalhadores, e a restauração do local.</p> <p>No Reino Unido, há uma flexibilidade maior para considerar a remoção parcial, se justificada ambientalmente. A provisão financeira é uma exigência legal, geralmente na forma de garantias bancárias, fianças, ou contas garantia (escrow accounts).</p>

Fonte: elaborado pela autora com auxílio do GPT 4.1 para interpretação e tradução dos textos originais descritos no [Promotion of Renewable Energy Act - Act n.º. 1392 of 27 December 2008](#).

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**

Na medida em que existem indícios de que a Dinamarca é o país de referência no que diz respeito ao ambiente regulatório do setor de energia *offshore*, tem-se a seguinte questão de pesquisa: qual é a distância da recém aprovada legislação brasileira sobre o tema e a legislação dinamarquesa? Para responder à essa pergunta, faz-se mister a criação de um indicador composto a partir das cinco dimensões descritas 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 baseado nas diretrizes e referenciais descritos nas tabelas 4 e 9. A meta é identificar características regulatórias que reduzem incertezas e tornam o investimento mais previsível e atrativo e 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<sup>7</sup> estabelece o marco legal para a exploração de energia eólica *offshore* no Brasil. De forma geral, pode-

---

<sup>7</sup>[https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2023-2026/2025/lei/l15097.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2025/lei/l15097.htm). Acessado em 27/06/2025.

se afirmar que o arcabouço delega grande parte dos detalhes operacionais e regulatórios para futura regulamentação pelo Poder Executivo. Essa dependência de regulamentações futuras – que podem ser alteradas *ad nauseam* pelo regulador – aumenta a incerteza regulatória e os riscos inerentes ao investimento e, conseqüentemente, a variabilidade do CAPEX percebida pelos desenvolvedores.

A Tabela 10 detalha o atual estágio da legislação brasileira, em cada um dos atributos regulatórios descritos nas tabelas 4 e 9, estabelecendo a base para a avaliação de sua "distância" em relação ao *benchmark* dinamarquês. Para cada atributo, será analisada a legislação brasileira e atribuída uma pontuação na escala de 0 a 10, onde 10 representa o alinhamento máximo com a abordagem dinamarquesa 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 adota-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:

$$\text{IC Brasil} = (\text{Score Concessão} \times 0.20) + (\text{Score Ambiental} \times 0.20) + (\text{Score Incentivos} \times 0.20) + (\text{Score Rede} \times 0.20) + (\text{Score Descomissionamento} \times 0.20)$$

Tabela 10 – Atributos Regulatórios da Lei 15.097/2025			
Atributo Regulatório	Análise da Lei 15.097/2025 (Brasil)	Justificativa do Score	Score Brasil
1. Regimes de Concessão	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

2. Licenciamento Ambiental	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
3. Incentivos Econômicos	A Lei 15.097/2025 não prevê incentivos econômicos diretos como tarifas feed-in ou CfDs. Incentivos para o setor eólico offshore 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
4. Conexão à Rede	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
5. Pós-Operação e Descomissionamento	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 para cada uma das cinco dimensões, justifica-se pela ausência de referencial teórico ou empírico que determine a importância relativa de cada atributo na variabilidade do CAPEX no contexto brasileiro *offshore* em seu estágio atual. Assim, o IC Brasil é igual a:

$$\text{IC Brasil} = 5 \times 0,20 + 3 \times 0,20 + 0 \times 0,20 + 2 \times 0,20 + 5 \times 0,20 = 3,0.$$

Considerando que, na escala utilizada neste estudo, a legislação dinamarquesa representa o "ideal" de mitigação de variabilidade do CAPEX com um score total de 10 em cada atributo, a distância da legislação brasileira em relação ao benchmark é dada por:

$$\text{Distância Brasil} = \text{IC Dinamarca} - \text{IC Brasil} = 10 - 3,0 = 7,0$$

Apenas para efeito de comparação, adotando-se a mesma metodologia para a comparação entre as legislações dinamarquesa e a do Reino Unido – e com base nos comentários disponibilizados para o Reino Unido (descritos na tabela 9) – tem-se:

$$\text{IC Reino Unido} = 8 \times 0,20 + 6 \times 0,20 + 8 \times 0,20 + 2 \times 0,20 + 6 \times 0,20 = 6,0$$

Dessa forma, a distância da legislação do Reino Unido em relação ao benchmark dinamarquês é dada por:

$$\text{Distância Reino Unido} = \text{IC Dinamarca} - \text{IC Reino Unido} = 4,0$$

A baixa pontuação da Lei 15.097/2025 reflete a percepção de que o marco regulatório inicial para a exploração *offshore* no Brasil delega múltiplas responsabilidades – que envolvem a distribuição do risco entre agentes – para regulamentações futuras do Poder Executivo. Essa característica gera incerteza e, conseqüentemente, maior variabilidade (ex-ante) do CAPEX estimado pelo investidor, em contraste com a clareza e a antecipada definição da distribuição de riscos observadas na legislação dinamarquesa.



## 5

## CONCLUSÃO

Esta dissertação avalia como a Lei 15.097/2025 posiciona o Brasil em relação a um arcabouço regulatório eficiente no setor de geração de energia *offshore*, comparando-a com legislações internacionais da Dinamarca e Reino Unido, integrando dois elementos principais: a modelagem de custos do Capital Expenditure (CAPEX) e o exame regulatório da legislação brasileira, incluindo aspectos como regimes de concessão, licenciamento ambiental, incentivos econômicos, conexão à rede e descomissionamento. Ao comparar esses fatores com a experiência europeia, busca-se determinar o impacto marginal no valor dos projetos e contribuir para futuras análises de viabilidade econômica associadas a projetos de geração de energia eólica *offshore* no Brasil.

A abordagem metodológica utilizada buscou estimar como variações nas variáveis técnicas associadas aos projetos estavam correlacionadas a variações no CAPEX, incluindo a tentativa de estimar o efeito da regulação de países europeus por meio de variáveis *dummy*, onde o sinal negativo associado à Dinamarca e Alemanha sugeriram que nesses países o custo médio para a construção dos parques era menor do que no Reino Unido. A partir dessa inferência, foi realizada a análise comparativa dos arcabouços regulatórios da Dinamarca, Reino Unido e Brasil, através de Índices Compostos (IC), os quais buscaram mensurar o efeito marginal associado às especificidades regulatórias de cada país na variabilidade esperada do investimento.

A Dinamarca (país referência para efeito deste estudo com IC 10) se destaca pela assunção de riscos e custos iniciais pelo Estado e ressarcimento posterior – com valor definido antes da concessão – pelo desenvolvedor/investidor. No Reino Unido (IC 6) adota-se uma alocação de risco centrada no desenvolvedor, compensada parcialmente por mecanismos de incentivo. Já o Brasil (IC 3) exhibe considerável distância regulatória exacerbada pela ausência de mecanismos claros de mitigação de risco, impondo elevado ônus e incerteza ao CAPEX do investidor, o que dificulta a inerentemente complexa tarefa de estimar (ex-ante) os investimentos no setor eólico *offshore*.

No que diz respeito às limitações de pesquisa, cabe ressaltar que: i) a ausência de termos de interação entre as variáveis independentes na especificação do modelo econométrico foi pautada pela busca de uma interpretação direta sobre os efeitos marginais individuais das variáveis sobre o CAPEX; ii) a composição europeia da base de dados utilizada no exercício econométrico, representativa de mercados maduros e desenvolvidos no setor de geração *offshore*, dificilmente serão integralmente replicáveis em países nos estágios iniciais de desenvolvimento do setor, como o Brasil; e iii) a assunção de que as variáveis *dummy* de país quantificam indiretamente o impacto regulatório negligencia o fator geográfico inerente a cada país e o eventual efeito de tal fator sobre o CAPEX. Pesquisas futuras podem tentar endereçar as limitações supracitas de forma individual (ou mesmo conjunta), buscando maior precisão nas estimativas obtidas.

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, ao contribuir para a geração de maior variabilidade nas estimativas de investimento associadas aos projetos os quais pretende regular.



# REFERÊNCIAS

# REFERÊNCIAS

## REFERÊNCIAS

- ADEDIPE, T.; SHAFIEE, M. An economic assessment framework for decommissioning of offshore wind farms using a cost breakdown structure. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, v. 26, p. 344-370, 2021.
- BARTER, G.; WILLIAMS, D.; MASON, S. A systems engineering vision for floating offshore wind energy. *Renewable Energy Journal*, v. 145, p. 1283-1297, 2020.
- BEITER, P.; et al. Wind power costs driven by innovation and experience with further reductions on the horizon. *Wires Energy and Environment*, v.10, 2021.
- BLANCO, M. I. The economics of wind energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 13, n. 6-7, p. 1372–1382, ago. 2009.
- CASTRO-SANTOS, L.; DIAZ-CASAS, V.; FILHO, J. S. Methodology to calculate the installation costs of offshore wind farms located in deep waters. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 95, p. 836-844, 2018.
- DE CASTRO, M.; et al. 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 Academic of Sciences*, v. 1436, p. 70–97, 2019.
- FITCH-ROY, O. An offshore wind union? Diversity and convergence in European offshore wind governance. *Climate Policy*, v.16, p. 586–605, 2016.
- FREUDENBERG, M. Composite Indicators of Country Performance: A Critical Assessment, OECD Science, Technology and Industry Working Papers, No. 2003/16, OECD Publishing, 2003.
- GONZÁLEZ, M. O. A. et al. Regulation for offshore wind power development in Brazil. *Energy Policy*, v. 145, p. 111756, out. 2020.
- GONZALEZ-RODRIGUEZ, A. Review of offshore wind farm cost components, *Energy for Sustainable Development*, v. 37, p. 10-19, 2017.
- GUJARATI, D. N.; PORTER, D. C. *Econometria básica*. 5. ed. Porto Alegre, 924 p, 2011.

- JACOBSEN, G.; LARSEN, T. H.; MADSEN, M. Nearshore and offshore wind development: Costs and competitive advantages. *Energy Economics Journal*, v. 84, p. 45-58, 2019
- JOHNSTON, R.; SMITH, T.; HENDERSON, R. Global levelised cost of electricity from offshore wind. *International Renewable Energy Agency Report*, v. 2, p. 35-60, 2020.
- LEVITT, A. C. et al. Pricing offshore wind power. *Energy Policy*, v. 39, n. 10, p. 6408–6421, out. 2011.
- LUTZEYER, D.; PETERSON, G.; HALL, R. The amenity costs of offshore wind farms: Evidence from a choice experiment. *Environmental Economics Review*, v. 72, n. 4, p. 987-1001, 2018.
- MANI, S.; DHINGRA, T. Critique of offshore wind energy policies of the UK and Germany -What are the lessons for India, *Energy Policy*, v. 63, p. 900-909, 2013.
- MARTINEZ, S.; IGLESIAS, G. Mapping of the levelised cost of energy for floating offshore wind in the Atlantic Ocean. *Energy Reports*, v. 8, p. 1002-1015, 2022.
- MILLER, L. et al. Evaluating the link between LCOE and PPA elements and structure for wind energy. *Energy Strategy Reviews*, v. 16, p. 33–42, jun. 2017.
- PEINADO GONZALO, R.; MOLINA, J.; RAMOS, R. Optimal maintenance management of offshore wind turbines by predictive analytics. *Renewable Energy Management*, v. 10, n. 3, p. 250-268, 2022.
- RUBIO-DOMINGO, M.; LINARES, P. The future investment costs of offshore wind: An estimation based on auction results, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 148, 2021.
- SANTOS, L.C.; CASAS, V. D. Sensitivity analysis of floating offshore wind farms. *Energy Conversion and Management*, v. 101, p. 271–277, set. 2015.
- SNYDER, B.; KAISER, M. J. Ecological and economic cost-benefit analysis of offshore wind energy. *Renewable Energy*, v. 34, n. 6, p. 1567–1578, jun. 2009.
- WOOLDRIDGE, J. M. Introdução à Econometria: uma abordagem moderna, p. 256, 305-307, 2023.



idp

Bo  
pro  
cit  
ref  
Ness  
são e

**idp**

A ESCOLHA QUE  
**TRANSFORMA**  
O SEU CONHECIMENTO