



Instituto Brasileiro de Ensino, Desenvolvimento e Pesquisa – IDP
Curso de MBA EM DIREITO E REGULAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

**Energia Eólica Offshore no Brasil: viabilidade econômica e desafios
regulatórios para a expansão sustentável da fonte**

Autor: Wagner Rosa
Orientador: Ricardo Moura de Araujo Faria

Brasília-DF
2025

WAGNER ROSA

Energia eólica offshore no brasil: Viabilidade econômica e desafios regulatórios para a expansão sustentável da fonte

Artigo apresentado como requisito para conclusão do curso de **MBA** em Direito e regulação do setor elétrico pelo Instituto Brasileiro de Ensino, Desenvolvimento e Pesquisa – IDP.

Orientador: Prof. Me. Ricardo Moura de Araujo Faria

Brasília-DF
2025

WAGNER ROSA

Energia eólica offshore no brasil: Viabilidade econômica e desafios regulatórios para a expansão sustentável da fonte

Artigo apresentado como requisito para conclusão do curso de **MBA** em Direito e regulação do setor elétrico pelo Instituto Brasileiro de Ensino, Desenvolvimento e Pesquisa – IDP.

Brasília, 15 de dezembro de 2025

Banca Examinadora

Prof. Me. Ricardo Moura de Araujo Faria
Orientador

Prof. Me. Leandro Caixeta Moreira
Examinador

WAGNER ROSA

Energia eólica offshore no Brasil: Viabilidade econômica e desafios regulatórios para a expansão sustentável da fonte

Wagner Rosa

Sumário

1 INTRODUÇÃO; 2 DESENVOLVIMENTO; 2.1 Potencial eólico offshore do Brasil; 2.2 Necessidade para a transição energética; 2.3 Barreiras econômicas e operacionais; 2.4 Lacuna regulatória e dos avanços legislativos; 2.5 Experiências internacionais e modelos de sucesso; 2.6 Propostas para um marco regulatório robusto; 3 CONSIDERAÇÕES FINAIS; REFERÊNCIAS

Resumo:

O presente trabalho analisa os desafios regulatórios, econômicos e institucionais para o desenvolvimento da energia eólica offshore no Brasil, à luz do recente marco legal estabelecido pela Lei nº 15.097/2025. A pesquisa adota abordagem qualitativa e normativa, fundamentada em revisão documental, análise comparativa de experiências internacionais e exame crítico de estudos técnicos, relatórios da EPE, IRENA e IEA. Os resultados indicam que, embora o país possua potencial técnico superior a 700 GW e já conte com mais de 100 projetos em licenciamento ambiental junto ao IBAMA, a fonte ainda enfrenta barreiras econômicas e operacionais significativas, associadas ao alto CAPEX, à infraestrutura de transmissão e à incerteza regulatória. Observa-se, contudo, uma tendência de integração entre eólica offshore e hidrogênio verde (H₂V) como alternativa para viabilizar empreendimento distantes da costa e ampliar a flexibilidade do sistema elétrico. Conclui-se que a consolidação da eólica offshore como vetor estratégico de médio e longo prazo depende da adoção de planejamento prévio de áreas, mecanismos de leilão estruturados (planned offer), contratos de longo prazo e de uma governança interinstitucional coordenada, capazes de transformar o potencial brasileiro em projetos efetivos e sustentáveis.

Palavras-chave: Energia eólica offshore; Regulação; Transição energética; Planejamento marítimo; Leilões.

Abstract:

This study analyzes the regulatory, economic, and institutional challenges for the development of offshore wind energy in Brazil, in light of the recent legal framework established by Law No. 15,097/2025. The research adopts a qualitative and normative approach, grounded in documentary review, comparative analysis of international experiences, and critical examination of technical studies and reports from EPE, IRENA, and the IEA. The results indicate that, although the country has a technical potential exceeding 700 GW and already hosts more than 100 projects undergoing environmental licensing by IBAMA, the offshore wind segment still faces significant economic and operational barriers associated with high CAPEX, transmission infrastructure constraints, and regulatory uncertainty. Nevertheless, a growing trend toward the integration of offshore wind and green hydrogen (H₂V) is observed.

as an alternative to enable projects located far from the coast and to enhance the flexibility of the power system. It is concluded that the consolidation of offshore wind as a strategic medium- and long-term vector depends on the adoption of prior spatial planning, structured auction mechanisms (planned offer), long-term contracts, and coordinated inter-institutional governance capable of transforming Brazil's potential into effective and sustainable projects.

Keywords: Offshore wind energy; Regulation; Energy transition; Maritime spatial planning; Auctions.

1 INTRODUÇÃO

A emergência climática e os compromissos assumidos pelo Brasil no âmbito do Acordo de Paris têm impulsionado a busca por fontes renováveis de energia com baixa pegada de carbono. Nesse contexto, a energia eólica offshore destaca-se como alternativa promissora, dado seu alto fator de capacidade, complementaridade com outras fontes intermitentes e menor impacto fundiário. Embora o Brasil detenha um dos maiores potenciais técnicos do mundo para essa fonte, estimado em 10,9 TW para toda a ZEE, o desenvolvimento de projetos offshore encontra obstáculos significativos de natureza regulatória, institucional e legal. O problema de pesquisa reside, portanto, na inexistência de um marco legal consolidado que viabilize, com segurança jurídica e previsibilidade, o aproveitamento sustentável dos recursos eólicos marítimos brasileiros. Este trabalho tem como objetivo analisar criticamente a evolução normativa sobre o tema, identificar os principais entraves à expansão da fonte e propor diretrizes para um marco regulatório robusto e adaptado à realidade nacional. A justificativa está na necessidade de alinhar o avanço dessa fonte estratégica às metas de descarbonização e segurança energética. A estrutura do artigo está organizada em seis seções: contextualização do potencial offshore brasileiro, desafios da transição energética, barreiras econômicas e operacionais, lacunas normativas e evolução legislativa, experiências internacionais de sucesso, e propostas regulatórias para o Brasil.

No entanto, ainda que o potencial técnico e ambiental da fonte seja expressivo, é necessário questionar a oportunidade econômica e regulatória de priorizar sua expansão. O desenvolvimento de parques eólicos offshore requer investimentos significativamente superiores aos das fontes onshore e solares por exemplo, infraestrutura de transmissão dedicada e mecanismos de remuneração de longo prazo para viabilizar a atratividade dos projetos.

Assim, este trabalho busca responder se a energia eólica offshore representa, de fato, uma oportunidade estratégica para o setor elétrico brasileiro ou um investimento prematuro diante do atual contexto econômico, institucional e tecnológico.

2 DESENVOLVIMENTO

2.1 Potencial eólico offshore do Brasil

O Brasil possui uma das maiores faixas costeiras do mundo, com mais de 7.000 km de extensão e uma Zona Econômica Exclusiva (ZEE) estimada em cerca de 3,5 milhões de km². A ZEE é definida pela Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar como a faixa marítima que se estende até 200 milhas náuticas (aproximadamente 370 km) a partir da costa, dentro da qual o Estado costeiro possui direitos exclusivos para explorar e gerenciar os recursos naturais existentes na coluna d'água, no solo e no subsolo marinho. É dentro dessa área estratégica que se encontra o maior potencial brasileiro para o desenvolvimento da energia eólica offshore.

Segundo o Roadmap Eólica Offshore Brasil (EPE, 2020) o país possui um potencial técnico bruto estimado em 10.900 GW (10,9 TW) de capacidade instalada para geração eólica offshore, considerando velocidades médias de vento iguais ou superiores a 6,0 m/s em todas as faixas de profundidade. Essa estimativa baseia-se na base de dados ERA5, que abrange toda a

ZEE e considera premissas técnicas conservadoras, sem aplicar restrições socioambientais, logísticas ou de uso conflitante do espaço marítimo.

Dessa estimativa total de 10,9 TW, aproximadamente 700 GW localizam-se em áreas com profundidade de até 50 metros, faixa onde as tecnologias de fundações fixas são atualmente mais viáveis do ponto de vista técnico e econômico. Esse recorte é relevante porque representa as condições mais favoráveis à implantação dos primeiros projetos em larga escala no país, especialmente na região Nordeste, onde se concentram os melhores ventos e vastas áreas disponíveis.

A título de comparação, a capacidade instalada total de geração centralizada no Brasil, em 30 de junho de 2025, era de 212,55 GW, segundo o Sistema de Informações de Geração da ANEEL. Isso significa que o potencial eólico offshore bruto do país, aquele de toda a ZEE, é mais de cinquenta vezes superior à atual capacidade de geração centralizada do Sistema Interligado Nacional (SIN) se for considerada toda a ZEE.

Esses números posicionam o Brasil entre os países com maior potencial global para o desenvolvimento da energia eólica offshore. Entretanto, a transformação desse recurso técnico em projetos efetivos depende da superação de barreiras regulatórias, ambientais, logísticas e de governança institucional, conforme será discutido nas seções seguintes deste trabalho.

Além disso, o expressivo número de projetos em análise no Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) demonstra o forte interesse do mercado. Até março de 2025, havia 104 projetos de usinas eólicas offshore em processo de licenciamento ambiental, totalizando um potencial conjunto de aproximadamente 247,4 GW de potência requerida (IBAMA, 2025). Essa movimentação sinaliza a expectativa de que, uma vez superados os entraves regulatórios, o desenvolvimento dessa fonte renovável poderá ocorrer em larga escala, contribuindo significativamente para a segurança energética e a descarbonização da matriz elétrica brasileira.

2.2 Necessidade para a transição energética

A crescente urgência de enfrentamento às mudanças climáticas, aliada à meta global de descarbonização das economias, tem impulsionado uma profunda transformação no setor energético mundial. O Brasil, embora historicamente caracterizado por uma matriz elétrica majoritariamente renovável, com forte participação da geração hidrelétrica, enfrenta novos desafios no contexto da transição energética. Conforme citado pelo Plano Nacional de Energia 2050 (EPE, 2030) está ocorrendo uma crescente variabilidade hidrológica, que é intensificada por eventos extremos como secas prolongadas e alterações nos regimes de chuva, e isso pode comprometer a confiabilidade da geração hidráulica como fonte predominante de base. Segundo o Balanço Energético Nacional de 2025 (EPE, 2025), a fonte hidráulica representava 55,9% da oferta interna de eletricidade em 2024, indicando uma leve redução frente à média histórica. Nesse cenário, a diversificação da matriz elétrica brasileira torna-se não apenas desejável, mas necessária para garantir segurança energética, previsibilidade e sustentabilidade a longo prazo.

A energia eólica offshore surge como uma alternativa estratégica nesse processo, pois combina elevada densidade energética com fatores de capacidade superiores aos observados em outras fontes renováveis (INEEP, 2025). Além disso, seu perfil de geração é complementar

ao de outras fontes intermitentes, como a solar fotovoltaica, e tende a apresentar menor impacto fundiário e social em comparação aos empreendimentos onshore. As condições de vento em mar aberto são, em geral, mais constantes e intensas, o que confere maior previsibilidade à produção de energia (INEEP, 2025). Com isso, os parques eólicos offshore têm potencial para desempenhar um papel estrutural na formação de uma nova base de geração elétrica limpa e confiável.

Em 2024, segundo Balanço Energético Nacional de 2025 (EPE, 2025), as fontes eólica e solar representaram, respectivamente, 14,1% e 9,3% da oferta interna de eletricidade, totalizando 23,4%. Essa participação é compatível com a trajetória de transição energética assumida pelo Brasil em suas Contribuições Nacionalmente Determinadas (NDCs) no âmbito do Acordo de Paris, que preveem o aumento progressivo da participação de fontes renováveis, com especial destaque às não hídricas.

Diante do cenário projetado no Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 (PDE, 2034), que prevê a elevação da capacidade instalada do sistema elétrico brasileiro para 311 GW até 2034, e considerando as crescentes dificuldades para a implantação de grandes usinas hidrelétricas, seja por restrições ambientais, sociais ou territoriais, é razoável supor que a energia eólica offshore tende a ganhar espaço como alternativa estratégica para atender à expansão da oferta elétrica de forma sustentável e com alta densidade energética.

Do ponto de vista econômico e geopolítico, a energia eólica offshore pode posicionar o Brasil como líder regional na geração renovável de nova geração, além de abrir espaço para a criação de uma cadeia industrial nacional voltada à fabricação de componentes, serviços especializados, engenharia e logística portuária. Em especial, sua sinergia com a infraestrutura da indústria de petróleo e gás, hoje presente na costa brasileira, pode acelerar a curva de aprendizado e reduzir custos de implantação.

Portanto, a energia eólica offshore deve ser compreendida não apenas como uma alternativa técnica ao portfólio de geração nacional, mas como uma alavanca estratégica para a transição energética justa, segura e sustentável, capaz de garantir o cumprimento dos compromissos climáticos e ampliar a competitividade econômica do setor elétrico brasileiro nas próximas décadas.

Apesar do elevado potencial técnico e dos benefícios associados à descarbonização, a energia eólica offshore apresenta custos de investimento e operação significativamente mais altos do que outras fontes renováveis já consolidadas no Brasil.

Segundo estimativas da IEA (2024) e do GWEC (2025), o custo nivelado de energia (LCOE) da eólica offshore ainda é de 2 a 3 vezes superior ao da energia solar fotovoltaica e da eólica onshore, situando-se na faixa de US\$ 80 a US\$ 130/MWh, contra US\$ 35 a US\$ 50/MWh das alternativas terrestres.

Além disso, a fonte é inflexível, o que limita sua contribuição à operação do sistema em períodos de baixa demanda e impõe maiores custos de integração à rede de transmissão.

Tais fatores levantam dúvidas sobre a prioridade e o ritmo ideal de expansão da eólica offshore no contexto brasileiro.

Na segunda página do artigo, faça a apresentação de seu trabalho. A introdução deverá ocupar uma ou, no máximo, duas páginas do seu artigo. Nela, dê um panorama da temática, exponha a questão problema que conduzirá pesquisa proposta, a hipótese e justificativa.

2.3 Barreiras econômicas e operacionais

A despeito do elevado potencial técnico identificado para a geração eólica offshore no Brasil que é estimado em cerca de 700 GW (EPE, 2020), a materialização desse recurso em empreendimentos efetivos enfrenta obstáculos significativos de natureza econômica e operacional. Diferentemente da geração eólica onshore, que já atingiu plena maturidade tecnológica e competitividade em leilões públicos, os custos associados à instalação e operação de parques eólicos no mar ainda representam uma barreira central para sua inserção na matriz elétrica nacional.

Segundo a IRENA (2024), o custo médio global de instalação de parques eólicos offshore caiu de US\$ 5.400/kW em 2010 para US\$ 2.800/kW em 2023, uma redução de 48%. Apesar desse avanço, o valor ainda se mantém aproximadamente duas a três vezes superior ao da eólica onshore, cujo custo médio global é em torno de US\$ 1.200/kW. No Brasil, conforme dados da EPE (2021), o CAPEX de referência para projetos onshore situa-se entre 3.800 R\$/kW e 5.500 R\$/kW, enquanto estimativas preliminares para empreendimentos offshore variam entre 9.800 R\$/kW e 18.600 R\$/kW, dependendo da profundidade e distância da costa.

O OPEX segue a mesma tendência: embora os custos de operação e manutenção de parques offshore tenham diminuído com a adoção de sensores e monitoramento remoto, eles permanecem cerca de duas vezes superiores aos observados em empreendimentos onshore (IRENA, 2024). A necessidade de embarcações especializadas, equipes altamente qualificadas e logística marítima complexa eleva os custos fixos anuais e amplia o risco de indisponibilidade em períodos de manutenção corretiva.

De acordo com Melo et al. (2019), as fases de Produção e Aquisição (componentes, fundações e sistemas elétricos) respondem por 60% até 85% do custo total do projeto, seguidas por Instalação e Comissionamento (de 7% até 17%), as demais fases somadas (O&M e descomissionamento), totalizam de 9% a 25% do custo total. Essa estrutura de custos evidencia a natureza intensiva em capital (CAPEX-driven) da geração offshore, o que implica dependência de linhas de financiamento de longo prazo e políticas de mitigação de risco.

Outro fator que limita a viabilidade econômica da eólica offshore é a integração ao Sistema Interligado Nacional (SIN). O acesso à rede requer cabos submarinos de longa extensão e subestações marítimas, componentes que elevam substancialmente o investimento inicial, ainda mais para grandes distâncias da costa (MÜLLER, 2019; CARVALHO, 2025). Além disso, a inflexibilidade operacional característica das fontes intermitentes, aliada à ausência de sistemas de armazenamento de larga escala, impõe restrições ao despacho e aumenta os custos de balanço de sistema (CARVALHO, 2025).

Na prática, o despacho dessas usinas depende da complementação por fontes despacháveis, principalmente hidrelétricas e térmicas, que garantem a segurança do fornecimento. Essa necessidade de backup reforça a importância de um planejamento coordenado entre a expansão eólica offshore e a infraestrutura de transmissão e armazenamento, sob pena de comprometer a confiabilidade do SIN (EPE, 2021; CARVALHO, 2025).

A barreira financeira constitui um dos maiores entraves para a viabilização da fonte. Conforme Carvalho (2025), a atual legislação brasileira (Lei nº 15.097/2025) ainda não define claramente a alocação de riscos entre investidores e o poder público, diferentemente do modelo dinamarquês, em que o Estado assume parte das investigações preliminares e dos custos de

conexão à rede. Essa indefinição amplia a incerteza do fluxo de caixa esperado e eleva o custo de capital (WACC) exigido pelos investidores.

Em países onde o setor eólico offshore já se consolidou, como o Reino Unido, a mitigação do risco regulatório e a previsibilidade de receitas foram viabilizadas pela adoção dos Contratos por Diferença (Contracts for Difference – CfD), mecanismo que assegura um preço fixo de remuneração para a energia gerada durante prazos de 15 a 20 anos, garantindo estabilidade de fluxo de caixa aos investidores (IRENA, 2024; UK BEIS, 2022).

No contexto brasileiro, a ausência de instrumentos que assegurem previsibilidade de receita, tais como contratos de longo prazo ou mecanismos de mitigação de risco de preço, representa uma das principais limitações ao desenvolvimento da geração eólica offshore. Conforme observa Carvalho (2025), o atual arcabouço regulatório delega à regulamentação infralegal futura a definição da alocação de riscos entre agentes, o que amplia a incerteza e desestimula investimentos de grande porte.

De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2021), a exposição de empreendimentos ao Ambiente de Contratação Livre (ACL), sem garantias contratuais ou proteção contra a volatilidade de preços, eleva o risco percebido pelos investidores e, consequentemente, o custo de capital (WACC). Essa combinação de fatores torna a estrutura de financiamento dos projetos offshore mais onerosa e dependente de condições de crédito diferenciadas, especialmente em um setor intensivo em capital como o de geração eólica no mar.

Diante disso, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) poderia desempenhar papel estratégico na fase inicial do setor, ao disponibilizar linhas de crédito específicas para projetos offshore, com prazos de amortização compatíveis à maturação de longo prazo dos empreendimentos e exigências de conteúdo local progressivas, ajustadas à evolução da cadeia produtiva nacional (EPE, 2021; MME, 2024).

Em termos de custo nivelado de energia (LCOE), a diferença entre as fontes ainda é substancial. A IRENA (2024) estima LCOE global médio de aproximadamente US\$ 33/MWh para a eólica onshore, US\$ 44/MWh para a solar fotovoltaica e US\$ 75/MWh para a eólica offshore, valores que, em mercados emergentes, podem alcançar US\$ 100/MWh.

No contexto brasileiro, Müller (2019) calculou LCOE entre R\$ 400 e R\$ 600/MWh para projetos hipotéticos de geração eólica offshore na costa nordestina, valor mais que o dobro da média observada para empreendimentos eólicos onshore, situados entre R\$ 180 e R\$ 220/MWh (EPE, 2021). Essa diferença confirma que, embora a fonte offshore apresente elevado fator de capacidade, sua competitividade econômica ainda é limitada e depende de avanços tecnológicos, redução de custos de capital e aprimoramento dos instrumentos regulatórios e financeiros nacionais.

Essa disparidade evidencia que, embora a geração eólica offshore apresente elevado fator de capacidade, variando entre 35% e 55%, sua competitividade econômica ainda é inferior à de fontes renováveis mais consolidadas, como a eólica onshore e a solar fotovoltaica (IRENA, 2024).

De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2021), o planejamento energético nacional deve priorizar tecnologias com melhor relação custo-eficiência, de modo a assegurar a alocação eficiente dos recursos de investimento. Assim, a priorização de políticas públicas deve considerar o custo-benefício marginal, direcionando recursos a segmentos

capazes de proporcionar maior expansão energética por unidade de investimento.

Diante do exposto, observa-se que as barreiras econômicas e operacionais da energia eólica offshore no Brasil decorrem tanto da intensidade de capital e incerteza regulatória, quanto da falta de infraestrutura logística e tecnológica nacional. O país reúne condições favoráveis de vento e área marítima, mas carece de um ambiente institucional que assegure previsibilidade e atração de investimentos de longo prazo.

A busca por soluções que tornem a energia eólica offshore economicamente viável tem estimulado a análise de modelos integrados de produção de hidrogênio verde (H₂V) a partir da eletrólise da água, utilizando a eletricidade gerada por parques eólicos no mar. Em regiões com alta disponibilidade de vento, mas com limitações de transmissão para o continente, a conversão direta da energia elétrica em hidrogênio pode representar uma alternativa estratégica para agregar valor à geração e reduzir perdas associadas ao transporte de energia (ABEEÓLICA, 2023; RAMAKRISHNAN et al., 2024).

Segundo a ABEEólica (2023), o Brasil apresenta um potencial singular para a produção de hidrogênio verde associado à energia eólica offshore, especialmente no litoral nordestino, onde há simultaneamente ventos constantes, disponibilidade portuária e infraestrutura energética em expansão. O estudo aponta que, em cenários de longo prazo, o país poderia utilizar parte da energia offshore não apenas para injeção no Sistema Interligado Nacional (SIN), mas também para abastecer hubs industriais e portuários dedicados à produção e exportação de H₂V e derivados, como amônia e metanol.

A escolha da tecnologia de transmissão é um dos fatores mais determinantes para a viabilidade técnico-econômica de projetos eólicos offshore. De acordo com a IRENA (2019) e o estudo BIG/IKEM (2018), a transmissão em corrente alternada (HVAC) é tecnicamente viável apenas para empreendimentos situados até 80–100 km da costa, devido às perdas capacitivas e à necessidade de compensação reativa em longas distâncias. Para parques localizados além desse limite, a corrente contínua em alta tensão (HVDC) passa a ser mais eficiente e economicamente vantajosa, especialmente em instalações acima de 100–120 km, onde o custo adicional de subestações conversoras é compensado pela redução de perdas e maior capacidade de transmissão.

Em longas distâncias marítimas, a tecnologia HVDC passa a ser a alternativa dominante para o escoamento da energia eólica offshore, permitindo transmissões superiores a centenas de quilômetros com menores perdas. Entretanto, seu alto custo de capital (CAPEX) ainda representa uma barreira significativa para mercados emergentes, especialmente devido ao investimento necessário em subestações conversoras e cabos submarinos de corrente contínua.

Nesse contexto, a integração entre a geração eólica offshore e a produção de hidrogênio verde (H₂V) surge como uma solução estratégica para reduzir gargalos de transmissão elétrica e ampliar o aproveitamento energético.

Nessa mesma direção, o estudo de Silva-Rodriguez, Lu e Li (2023) demonstra que, para distâncias superiores a aproximadamente 1.000 km, a transmissão da energia eólica em forma de hidrogênio, seja por sistemas híbridos HVDC–H₂, seja por gasodutos dedicados, pode se tornar mais econômica que o modelo puramente elétrico em HVDC. Os autores apontam ainda que, com o avanço da eficiência dos eletrolisadores e a redução do custo de capital desses equipamentos, essa competitividade pode se manifestar em distâncias próximas de 100 km, tornando o H₂V um vetor tecnológico complementar ao HVDC.

Portanto, no curto prazo, a eólica offshore deve ser tratada como vetor estratégico de médio e longo prazo, associado à política industrial, inovação tecnológica e diversificação energética, e não ainda como prioridade de expansão imediata do SIN. A evolução da competitividade da fonte dependerá da redução do CAPEX via aprendizado tecnológico, da maturação regulatória e da criação de instrumentos econômicos que minimizem os riscos de entrada.

Apesar das barreiras descritas, especialmente o alto CAPEX, a complexidade logística e a ausência de mecanismos de mitigação de risco, o interesse do setor privado no Brasil tem se mostrado expressivo.

Segundo dados do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), 104 projetos de usinas eólicas offshore encontram-se atualmente em processo de licenciamento ambiental (IBAMA, 2025). Essa quantidade reflete o apetite de investidores nacionais e estrangeiros diante do potencial técnico identificado, estimado em mais de 700 GW (EPE, 2023; ABEEólica, 2023).

Esse movimento sugere que, embora as condições econômicas e regulatórias ainda não estejam plenamente consolidadas, o mercado antecipa a criação de um arcabouço jurídico estável, sobretudo após a sanção da Lei nº 15.097/2025, que estabeleceu o marco legal da geração offshore. Assim, o cenário atual combina grandes desafios estruturais com um ambiente de expectativas positivas, caracterizando uma fase de pré-viabilidade estratégica.

2.4 Lacuna regulatória e dos avanços legislativos

Apesar do expressivo potencial técnico identificado para a energia eólica offshore e da crescente necessidade de diversificação da matriz elétrica nacional, o Brasil ainda carece de um marco regulatório específico e consolidado para viabilizar juridicamente a implantação de projetos em ambiente marítimo (SCHOR, 2023).

Antes da publicação do Decreto nº 10.946/2022, o desenvolvimento da energia eólica offshore no Brasil ocorria em um ambiente regulatório fragmentado e incipiente, sem um marco legal próprio (SCHOR, 2023). Ainda, conforme destaca Schor (2023), a ausência de uma legislação específica gerava insegurança jurídica e dificultava a definição de competências institucionais entre os diversos órgãos envolvidos na cessão de áreas marítimas, licenciamento ambiental e gestão do espaço oceânico. Até então, os projetos eram avaliados com base em normativos dispersos, oriundos de setores como o petrolífero e o portuário, inadequados às particularidades da geração offshore. Essa indefinição institucional comprometia a previsibilidade regulatória, afastava investidores e criava um vácuo jurídico sobre os direitos de uso e ocupação das áreas sob domínio da União.

A promulgação do Decreto nº 10.946, de 25 de janeiro de 2022, representou um marco relevante na tentativa de organizar o setor. O decreto estabeleceu diretrizes para a cessão de uso de espaços físicos em águas sob domínio da União e definiu competências institucionais entre a Marinha do Brasil, o Ministério de Minas e Energia (MME), o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) e outras entidades envolvidas. Esse instrumento regulatório passou a oferecer maior clareza sobre os procedimentos administrativos para o desenvolvimento da energia eólica offshore, permitindo, inclusive, o início da tramitação de diversos pedidos de cessão e licenciamento ambiental.

Complementando o decreto, o governo editou portarias interministeriais que detalham aspectos técnicos e procedimentais para a seleção das áreas e o processamento dos pedidos. A Portaria nº 52/GM/MME, de 2022, estabeleceu normas e procedimentos complementares relativos à cessão de uso de natureza onerosa de espaços físicos em corpos d'água sob domínio da União, aplicáveis ao desenvolvimento de projetos de geração de energia elétrica offshore, já a Portaria Interministerial MME/MMA nº 03/2022 criou o Portal Único de Gestão do Uso de Áreas Offshore para Geração de Energia (PUG-Offshore), com o objetivo de centralizar, em um único ponto de acesso, os procedimentos relacionados à cessão de áreas marítimas, adotando o modelo conhecido como balcão único (one-stop shop). Essas medidas visaram conferir previsibilidade ao processo de desenvolvimento da fonte eólica offshore, embora ainda existam lacunas que dificultam a celeridade dos trâmites.

Apesar dos avanços ocorridos até então, tanto a Nota Técnica do Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás (IBP, 2023) quanto o estudo conduzido pela Essenz Soluções e pelo PPE/COPPE/UFRJ (ESSENZ, 2022) destacam que o arcabouço vigente ainda apresentava pontos nebulosos. Dentre eles, ressaltam-se a indefinição sobre os modelos de licitação das áreas, a ausência de critérios de qualificação técnica para os interessados, a fragilidade da integração entre o licenciamento ambiental e a dinâmica econômica dos projetos, e a necessidade de reduzir a onerosidade das cessões para tornar a fonte competitiva frente ao mercado internacional. Esses desafios precisam ser equacionados para evitar que o Brasil perca a janela de oportunidade estratégica para atrair investimentos e desenvolver sua cadeia industrial associada à energia eólica offshore.

O Projeto de Lei nº 576/2021 surge como resposta à necessidade de consolidação jurídica do setor, apresentando uma proposta legislativa que visa regular de forma ampla e definitiva a atividade de aproveitamento dos potenciais energéticos offshore. O texto do PL é considerado convergente com o Decreto nº 10.946/2022 (IBP, 2023), mas com maior densidade normativa. Sua aprovação, conforme indica a literatura e os atores do setor, é fundamental para conferir segurança jurídica plena, garantir a coordenação entre os diferentes órgãos envolvidos e estabelecer um marco legal capaz de atrair investidores e permitir o avanço da fonte no Brasil.

Apesar de representar avanços regulatórios e institucionais, o processo legislativo que culminou na aprovação do Projeto de Lei nº 576/2021, que institui o marco legal da geração de energia eólica offshore no Brasil, tem sido alvo de intensos debates e controvérsias. A aprovação do PL no Congresso, ocorrida em dezembro de 2024, foi marcada pela inclusão de dispositivos estranhos ao tema central do projeto, os chamados "jabutis", que acabaram por comprometer a racionalidade e a eficiência pretendidas com a regulamentação do setor (MEGAWHAT, 2024).

Esses jabutis incluem, entre outras medidas, a prorrogação de subsídios a fontes térmicas e carvão mineral, a obrigatoriedade de contratação de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) mesmo sem necessidade de oferta e a flexibilização de regras impostas pela Lei da privatização da Eletrobras (Lei nº 14.182/2021). Tais emendas podem acarretar um custo adicional de até R\$ 545 bilhões até 2050 aos consumidores, resultando em um aumento de até 9% nas tarifas de energia elétrica (VALOR ECONÔMICO, 2025).

Diante desse cenário, diversas entidades do setor elétrico se manifestaram por meio de carta aberta, solicitando ao Presidente da República o veto integral aos artigos 19, 22 e 23 do PL, com o objetivo de preservar a coerência regulatória e evitar impactos econômicos negativos

ao setor e à sociedade. Entre os signatários estão associações representativas de todos os segmentos da cadeia elétrica, como a Abrace, Abecólica, Abradee, Apine e outras (VALOR ECONÔMICO, 2025).

Mesmo com os apelos, em janeiro de 2025, o Presidente sancionou o PL com vetos parciais. Em junho de 2025, o Congresso Nacional decidiu derrubar os vetos presidenciais, promulgando os dispositivos anteriormente vetados e consolidando, assim, a versão final da nova lei (CANALENERGIA, 2025). O resultado foi duramente criticado por especialistas e agentes do setor por comprometer os princípios de previsibilidade, neutralidade tecnológica e eficiência econômica necessários à transição energética e ao avanço da fonte eólica offshore (AGÊNCIA INFRA, 2025; BRASIL DE FATO, 2025).

Portanto, o marco legal da energia eólica offshore avança, mas sob a sombra de inseguranças técnicas, políticas e jurídicas. A permanência dos "jabutis" pode comprometer a atratividade dos projetos eólicos marítimos, prejudicar a competição no setor e elevar custos indevidamente para os consumidores. É urgente que se retome o foco no interesse público e no planejamento energético racional, sob pena de a promessa da eólica offshore ser minada por interesses pontuais e legislações contraditórias.

2.5 Experiências internacionais e modelos de sucesso

O mercado global de energia eólica offshore apresentou um crescimento médio de 10% ao ano ao longo da última década, alcançando uma capacidade acumulada de 83,2 GW até o final de 2023 (GWEC, 2024). Esse desempenho expressivo é liderado, em termos de capacidade instalada, por China, Reino Unido, Alemanha, Países Baixos e Dinamarca, que juntos respondem por mais de 75 GW dessa potência global (GWEC, 2024). Tal expansão não é fruto do acaso, mas sim de políticas públicas robustas, marcos regulatórios estáveis e uma forte coordenação estatal, que criaram um ambiente atrativo para investimentos e inovação tecnológica. O sucesso desses países demonstra que a combinação de planejamento estratégico, incentivos econômicos bem direcionados e mecanismos regulatórios claros é fundamental para o desenvolvimento sustentável da energia eólica offshore.

O Reino Unido é o principal destaque global, com mais de 14 GW de capacidade instalada e liderança consolidada graças à articulação entre regulação, governança fundiária e incentivos de mercado. A gestão do espaço marítimo cabe à The Crown Estate, responsável por conceder os direitos de uso das áreas no mar territorial inglês (THE CROWN ESTATE, 2022). Esse processo ocorre por meio dos chamados Leasing Rounds, leilões organizados periodicamente para seleção de áreas aptas ao desenvolvimento de projetos eólicos offshore. O Leasing Round 4, por exemplo, lançado em 2020, abriu a possibilidade de alocar mais de 8 GW de nova capacidade offshore, com foco em inovação técnica e critérios de sustentabilidade. Além de preço, os projetos vencedores deveriam apresentar benefícios econômicos locais e compromisso com a neutralidade de carbono (The Crown Estate, 2020; Guide to Offshore Wind Farm Development, 2019).

No âmbito contratual, o Reino Unido adota o modelo de Contracts for Difference (CfD), no qual o investidor firma com o governo um preço garantido de venda de energia por até 15 anos. Caso o preço de mercado seja inferior ao pactuado, o governo cobre a diferença e caso seja superior, o excedente retorna aos cofres públicos. Esse modelo reduz o risco de mercado e

assegura estabilidade de receitas, sendo crucial para atrair capitais privados com menor custo de financiamento (BEIS, 2020).

A Dinamarca é pioneira na energia eólica offshore, tendo instalado o primeiro parque comercial do mundo, o projeto Vindeby, ainda nos anos 1990 (SCHOR, 2023). Atualmente, o país conta com mais de 2 GW de capacidade instalada e planeja expandir para mais 11 GW até 2030, conforme metas do Energy Agreement de 2018 (EPE, 2023). O modelo regulatório dinamarquês é coordenado pela Agência Dinamarquesa de Energia (DEA), que concede três licenças essenciais: para estudos, instalação e operação, além de exigir Avaliação de Impacto Ambiental. A exploração no mar territorial e na ZEE é estatal e pode ocorrer por meio do modelo open door — em que o empreendedor propõe a área — ou, mais comumente, por leilões em áreas previamente definidas pelo governo (EPE, 2023).

Normas técnicas específicas regulam o desenvolvimento, como a densidade de potência máxima de 4,55 MW/km², distanciamento mínimo de 6 km entre parques e exigência de conexão direta à rede onshore para usinas acima de 1 GW. O parque Thor seguiu essa lógica, com área variável entre 176 e 220 km², dependendo da potência instalada. A forte articulação entre DEA e Energinet, que é o operador nacional de sistemas de transmissão de energia da Dinamarca, assegura transparência, previsibilidade e alinhamento entre os planejamentos elétrico e marítimo. O modelo dinamarquês é internacionalmente reconhecido pelas boas práticas, com incentivos estáveis e alta aceitação social e ambiental (SCHOR, 2023).

O modelo alemão de desenvolvimento da energia eólica offshore é centralizado e conduzido pelo Estado, com atribuições bem definidas entre órgãos federais. A Agência Federal Marítima e de Hidrográfica (BSH) realiza o planejamento espacial marinho, aprova os projetos localizados na Zona Econômica Exclusiva (ZEE) e conduz estudos técnicos e ambientais das áreas que serão ofertadas. A Agência Federal de Redes (BNetzA), por sua vez, organiza os leilões dessas áreas (EPE, 2023). O marco legal é a Lei WindSeeG, que estabelece metas de 30 GW até 2030, 40 GW até 2035 e 70 GW até 2045. Essa legislação exige que os leilões priorizem áreas previamente estudadas pela BSH, aumentando a atratividade e previsibilidade para investidores. A lei também define critérios técnicos como densidades de potência entre 5,7 e 11,2 MW/km², espaçamento entre turbinas e divisão das áreas em blocos de até 2 GW. A alocação espacial leva em conta critérios ambientais, militares e de navegação. Até 2011, vigorava o modelo open door, substituído pelo atual modelo planejado devido a problemas de coordenação com a infraestrutura de transmissão (EPE, 2023).

A China consolidou-se como líder global em energia eólica offshore, com mais de 30 GW instalados até o fim de 2024 (GWEC, 2024). Esse avanço decorre de um planejamento centralizado, metas climáticas ambiciosas e forte apoio estatal. Desde o fim dos anos 2000, e com maior intensidade a partir de 2015, o país expandiu seus projetos principalmente nas províncias costeiras de Jiangsu, Guangdong e Fujian. A cadeia produtiva é dominada por empresas estatais, com suporte de bancos públicos e orientação de órgãos como a NEA e a NDRC, responsáveis pelo planejamento, regulação e metas alinhadas aos planos quinquenais (GWEC, 2024; Schor, 2023). Inicialmente impulsionada por tarifas feed-in, a expansão passou a ser guiada por leilões e paridade com a rede, refletindo a maturidade do mercado. A China também investe em infraestrutura elétrica, pesquisa em turbinas de grande porte, fundações adaptadas ao Mar do Sul da China e projetos-piloto de eólicas flutuantes. O país é hoje referência em políticas públicas estruturadas voltadas à energia renovável em larga escala.

A análise comparada revela que o avanço da energia eólica offshore nos países desenvolvidos esteve fortemente associado à escassez de alternativas renováveis onshore e à necessidade de diversificação de matriz em sistemas já maduros e de alta densidade de consumo.

No caso brasileiro, a situação é distinta: o país ainda dispõe de vasto potencial onshore e solar a custos muito menores, além de uma matriz elétrica majoritariamente renovável. Assim, a replicação direta desses modelos requer cautela, sob risco de comprometer a eficiência econômica e o equilíbrio tarifário do sistema elétrico nacional.

2.6 Propostas para um marco regulatório robusto

A construção de um marco regulatório robusto para a energia eólica offshore no Brasil deve incorporar boas práticas internacionais e adaptar-se à realidade institucional e territorial do país. Um dos primeiros pilares dessa estrutura é o planejamento prévio de áreas e o zoneamento marinho. Seguindo o exemplo de países como Reino Unido, Dinamarca e Alemanha, recomenda-se que órgãos como o MME e o IBAMA conduzam estudos iniciais sobre características do vento, batimetria, uso do espaço marítimo e impactos socioambientais, identificando zonas aptas à exploração e permitindo o lançamento de rodadas de licitação (Leasing Rounds) com maior segurança e menor risco de contestações (ABEEólica/UMB, 2025; CEBRI, 2022).

Nesse contexto, destaca-se o modelo de *planned offer*, adotado na Alemanha, no qual o Estado realiza previamente todas as investigações técnicas, ambientais e de viabilidade elétrica, entregando ao mercado áreas licitadas com alto grau de maturidade. Isso reduz riscos, atrai capital e acelera a execução dos projetos (EPE, 2023; WindSeeG, 2022; ICAT/CentroClima, 2024). Tal abordagem contrasta com o modelo *open door*, em que o empreendedor propõe a área e conduz os estudos, gerando assimetrias de informação e entraves regulatórios.

Para garantir maior qualidade na seleção dos projetos, as concessões devem ocorrer via leilões públicos que considerem não apenas o critério de preço, mas também elementos técnicos e socioambientais, como conteúdo local, benefícios comunitários, neutralidade de carbono e alinhamento com o planejamento setorial, em linha com as recomendações do *planned offer* (DLA Piper, 2024).

Além disso, é fundamental garantir estabilidade de receita aos projetos por meio de contratos de longo prazo, como os *Contracts for Difference* (CfD), modelo já consolidado no Reino Unido, que protege o investidor das flutuações do mercado e viabiliza financiamentos com menor custo de capital (González et al., 2020).

A definição clara da governança institucional é igualmente necessária. Cada órgão deve ter suas atribuições delimitadas, como o MME nas políticas públicas e concessões, o IBAMA nas questões ambientais, a ANTAQ no uso da navegação e logística marítima, a ANP na estrutura portuária e a ANEEL no acesso ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Embora o Decreto nº 10.946/2022 represente um marco inicial, ele ainda carece de regulamentações operacionais complementares para funcionar de forma plena (DLA Piper, 2024; Brazil Energy Insight, 2024).

No campo do financiamento, além dos CfDs, podem ser adotados mecanismos complementares, como subsídios fiscais, incentivos à inovação e linhas de crédito via BNDES.

Essas medidas seguem práticas de outros países e retomam elementos bem-sucedidos do Proinfa. O estudo da ICAT destaca a urgência em refinar o arcabouço legal e ampliar os instrumentos financeiros para garantir a viabilidade do setor (ICAT/CentroClima, 2024).

A previsibilidade regulatória também é essencial para a integração da cadeia produtiva nacional, incentivando investimentos em portos, estaleiros, serviços logísticos e equipamentos. Essa estratégia pode se articular com setores como óleo e gás, criando sinergias tecnológicas e industriais, conforme proposto pelo CEBRI (2022).

Por fim, um desafio crítico é o da conexão elétrica e infraestrutura de transmissão. O planejamento antecipado de pontos de conexão ao SIN e o reforço da rede devem caminhar em paralelo aos leilões, evitando gargalos e atrasos, como observado na experiência alemã (CEBRI, 2022; Norton Rose Fulbright, 2024).

3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A pesquisa demonstrou que, apesar do elevado potencial técnico para geração de energia eólica offshore no Brasil, o ambiente regulatório ainda se encontra em construção, com instrumentos normativos iniciais estabelecidos pelo Decreto nº 10.946/2022 e portarias interministeriais, e com a tramitação da PL 576/2021 como principal proposta de consolidação de um marco legal específico. A análise comparada com experiências internacionais, como Reino Unido, Alemanha e Dinamarca, evidenciou que modelos bem-sucedidos se apoiam em planejamento centralizado, licitações organizadas pelo Estado (planned offer), e mecanismos estáveis de remuneração, como os contratos por diferença (CfDs). Conclui-se que o Brasil avança, mas ainda carece de maior integração institucional, clareza nos procedimentos de cessão, licenciamento e conexão, e de mecanismos que garantam estabilidade ao investidor. A consolidação da PL 576/2021, se aperfeiçoada à luz das boas práticas internacionais, representa uma oportunidade estratégica para a viabilização da eólica offshore como vetor da transição energética nacional. Recomenda-se, como trabalho futuro, a análise de impactos econômicos e tarifários decorrentes da implementação do setor em larga escala.

A análise conduzida demonstra que a energia eólica offshore é uma fonte estratégica de longo prazo para o Brasil, mas ainda enfrenta desafios econômicos significativos que limitam sua competitividade no curto prazo.

O país deve, portanto, avançar de forma planejada e seletiva, priorizando o aperfeiçoamento do marco regulatório, o zoneamento marítimo e a criação de instrumentos de mitigação de risco econômico, como contratos CfD e leilões planned offer.

A consolidação da Lei 576/2021 é um passo importante, mas sua efetividade dependerá da capacidade de o Estado garantir previsibilidade, neutralidade tecnológica e eficiência econômica.

Assim, conclui-se que a eólica offshore não é um investimento prematuro, mas tampouco deve ser tratada como prioridade imediata, trata-se de um vetor de médio e longo prazo, a ser desenvolvido de modo coordenado com o planejamento energético nacional.

REFERÊNCIAS

ABEEÓLICA – Associação Brasileira de Energia Eólica. Estudo Eólica Offshore e Hidrogênio Verde. São Paulo: ABEEólica, 2023.

ABEEÓLICA / UNIVERSIDADE MARÍTIMA DO BRASIL. Policy Paper – Strategies for Offshore Wind Industry in Brazil. Fevereiro 2025. Disponível em: <https://abeeolica.org.br> (acesso em jul. 2025).

AGÊNCIA INFRA. Ministros recomendam que Lula vete 'jabutis' do PL das Eólicas Offshore. Brasília: Agência iNFRA, 2025. Disponível em: <https://agenciainfra.com/blog/ministros-recomendam-que-lula-vete-jabutis-do-pl-das-eolicas-offshore>. Acesso em: jul. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Painel de Monitoramento da Matriz de Geração Centralizada. Brasília, 2025. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoieGE3NjVmYjAtNDZkZC00MDY4LTliNTItMTVhZTU4NWYzYzFmIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>. Acesso em: 30 jun. 2025.

BEIS – DEPARTMENT FOR BUSINESS, ENERGY & INDUSTRIAL STRATEGY. Contracts for Difference: Allocation Round 4 – Results. UK Government, 2022.

BRASIL. Decreto nº 10.946, de 25 de janeiro de 2022. Dispõe sobre a cessão de uso de áreas offshore para geração de energia. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 26 jan. 2022.

BRASIL DE FATO. Greenwashing Legislativo: a contradição no projeto de lei das eólicas offshore (no mar). 2025.

BRAZIL ENERGY INSIGHT. EDF files applications for 10+ GW of offshore wind in Brazil, lists 21 MW turbines as preferred. 16 dez. 2024. Disponível em: <https://brazilenergyinsight.com/2024/12/16/edf-files-applications-for-10-gw-of-offshore-wind-in-brazil-lists-21-mw-turbines-as-preferred/>. Acesso em: 01 jul. 2025.

CÂMARA DOS DEPUTADOS. Projeto de Lei nº 576, de 2021. Dispõe sobre o aproveitamento do potencial energético offshore. Brasília, 2021. Disponível em: <https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2280736>. Acesso em: 08 jul. 2025.

CANALENERGIA. Congresso promulga vetos derrubados da lei da eólica offshore. 2025. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br>. Acesso em: 30 jun. 2025.

CARVALHO, A. M. G. C. Energia Eólica Offshore: Análise do Custo do Investimento e Impacto Econômico-Financeiro da Legislação Vigente. Dissertação (Mestrado Profissional em Economia) – IDP, 2025.

CENTRO BRASILEIRO DE RELAÇÕES INTERNACIONAIS (CEBRI). Offshore Wind Energy

Development in Brazil. Rio de Janeiro, nov. 2022. Disponível em: https://cebri.org/media/documentos/arquivos/PaisesBaixos_Nov22_EN.pdf. Acesso em: 10 jul. 2025.

CROWN ESTATE. Offshore Wind Leasing Round 4 – Summary of Selection Process. The Crown Estate, 2021. Disponível em: <https://www.thecrownestate.co.uk/en-gb/what-we-do/on-the-seabed/offshore-wind-leasing-round-4/>. Acesso em: 29 jun. 2025.

DLA PIPER. Navigating new horizons: Offshore wind markets in emerging jurisdictions – Brazil. 2024. Disponível em: <https://www.dlapiper.com>. Acesso em: 10 jul. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Roadmap Eólica Offshore Brasil. Rio de Janeiro, 2020. 146 p. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-456/Roadmap_Eolica_Offshore_EPE_versao_R2.pdf. Acesso em: 20 jun. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Power Generation Costs Report 2021. EPE-DEE-RE-089/2021-r1. Brasília, 2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Hidreletricidade. In: BRASIL. Plano Nacional de Energia 2050 – Caderno Temático: Hidreletricidade. Rio de Janeiro: EPE, 2020. 52 p. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-523/05.01%20Hidroeletricidade.pdf>. Acesso em: 30 jun. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). Geração Eólica Offshore: Considerações sobre a limitação de área a ser cedida. Nota Técnica EPE-DEE-035/2023-r1. Rio de Janeiro: EPE, 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Nota-Tecnica-EPE-DEE-035-2023-r1>. Acesso em: 30 jun. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Balanço Energético Nacional 2025: Síntese do Balanço Energético Nacional – Ano base 2024. Rio de Janeiro: EPE, 2025. 52 p. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Balanco-Energetico-Nacional-BEN>. Acesso em: 30 jun. 2025.

ESSENZ SOLUÇÕES; PROGRAMA DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO (PPE/COPPE/UFRJ). Estudo de cadeia de valor: energia eólica offshore – sumário executivo. Dez. 2022. Disponível em: <https://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2023/01/Sumario-Executivo.pdf>.

GONZÁLEZ, M. O. A.; SANTISO, A. M.; MELO, D. C. de; VASCONCELOS, R. M. de. Regulation for offshore wind power development in Brazil. 2020. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/343484710_Regulation_for_offshore_wind_power_development_in_Brazil. Acesso em: 10 jul. 2025.

GOV.UK. Offshore Wind Sector Deal. Department for Business, Energy & Industrial Strategy, 2019.

Disponível em: <https://www.gov.uk/government/publications/offshore-wind-sector-deal>. Acesso em: 29 jun. 2025.

GWEC – GLOBAL WIND ENERGY COUNCIL. Global Offshore Wind Report 2025. Bruxelas, 2025.

ICAT; CENTRO CLIMA–COPPE/UFRJ. Assessment of the policy framework impact on the renewable energy generation expansion in the Brazilian power grid (Output 5 – Recommendations for policymakers). Julho 2024. Disponível em: <https://climateactiontransparency.org/resources/brazil-recommendations-for-policymakers-on-how-to-improve-the-existing-legal-and-regulatory-framework/>. Acesso em: 10 jul. 2025.

INSTITUTO BRASILEIRO DE PETRÓLEO E GÁS. Nota Técnica – Eólicas Offshore. 2023. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2023/03/nt-eolicas-offshore-2023.pdf>.

INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS – IBAMA. Projetos com processo de licenciamento ambiental aberto no IBAMA – Complexos Eólicos Offshore. Brasília: IBAMA, 2025. Disponível em: <https://www.gov.br/ibama>. Acesso em: 08 jul. 2025.

INSTITUTO DE ESTUDOS ESTRATÉGICOS DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Eólicas Offshore no Brasil: viabilidade, políticas públicas e perspectivas. Rio de Janeiro: INEEP, 2025. 40 p. Disponível em: <https://ineep.org.br/wp-content/uploads/2025/02/eolicas-offshore-viabilidade-politicas-e-perspectivas-docx.pdf>. Acesso em: 30 jun. 2025.

IKEM – Institute for Climate Protection, Energy and Mobility. Market Analysis of the Offshore Wind Energy Transmission Industry. Berlin: Baltic InteGrid Project, 2018.

IRENA – International Renewable Energy Agency. Future of Wind: Deployment, Investment, Technology, Grid, and Socio-Economic Aspects. Abu Dhabi: IRENA, 2019.

IRENA. Renewable Power Generation Costs in 2023. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2024.

MEGAWHAT. Conheça os 'jabutis' aprovados pelo Senado que vão aumentar a conta de luz. 12 dez. 2024. Disponível em: <https://megawhat.energy>. Acesso em: 30 jun. 2025.

MELO, David Cassimiro de; GONZÁLEZ, Mario Orestes Aguirre; VASCONCELOS, Rafael Monteiro de; GOMES NETO, Fernando Costa; MAZETTO, Bruno Mitsuo; NUNES, João Paulo Costa e Silva. Estrutura de custo de empreendimento eólico offshore: estudo de caso comparativo de projetos da Europa e da América do Sul. Brazilian Journal of Production Engineering (BWP), 2019.

MÜLLER, M. N. Análise de Tecnologias e Custos para Inserção da Energia Eólica Offshore na Costa Brasileira. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – COPPE/UFRJ, 2019.

NORTON ROSE FULBRIGHT. Global offshore wind: Brazil. Janeiro 2024. Disponível em: <https://www.nortonrosefulbright.com/en/knowledge/publications/cb3f61d6/global-offshore-wind-brazil>. Acesso em: 02 jul. 2025.

ØRSTED. Making green energy affordable: How the offshore wind energy industry matured – and what we can learn from it. Exec. summary e “1991–2001” section. White paper, Ørsted, 2019. Disponível em: <https://orsted.com/en/what-we-do/insights/white-papers/making-green-energy-affordable/1991-to-2001-the-first-offshore-wind-farms>. Acesso em: 9 jul. 2025.

RAMAKRISHNAN, R. et al. Offshore Green Hydrogen Production from Wind Energy: Opportunities and Challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 194, 2024.

SILVA-RODRIGUEZ, R.; LU, J.; LI, M. Cost–Benefit Analysis and Comparisons for Different Offshore Wind Energy Transmission Systems. *Applied Energy*, v. 343, p. 121152, 2023. DOI: 10.1016/j.apenergy.2023.121152.

SCHOR, Juliana Melcop de Castro. Regulação da energia eólica offshore no Brasil: um estudo sobre os desafios jurídicos e institucionais. 2023. 167 f. Tese (Doutorado em Direito) — Faculdade de Direito, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2023.

THE CROWN ESTATE. Offshore Wind Operational Report 2022. Londres, 2022. Disponível em: https://www.thecrownestate.co.uk/media/4378/final-published_11720_owoperationalreport_2022_tp_250423.pdf. Acesso em: 30 jun. 2025.

THE CROWN ESTATE; OFFSHORE RENEWABLE ENERGY CATAPULT. A Guide to an Offshore Wind Farm. 4. ed., abril 2019. Londres: The Crown Estate e ORE Catapult, 2019. Disponível em: <https://www.thecrownestate.co.uk/media/2860/guide-to-offshore-wind-farm-2019.pdf>. Acesso em: 9 jul. 2025.

THE CROWN ESTATE. Leasing Round 4 – Summary Document. Reino Unido, 2020. Disponível em: <https://www.thecrownestate.co.uk/media/3541/leasing-round-4-summary-document.pdf>. Acesso em: 9 jul. 2025.

UNITED KINGDOM. Department for Energy Security and Net Zero (DESNZ). Contracts for Difference (CfD) Allocation Round 4 – Results. London: DESNZ, July 2022. Disponível em: <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/65b1463d160765000d18f834/contracts-for-difference-cfd-allocation-round-4-results.pdf>. Acesso em: 10 out. 2025.

VALOR ECONÔMICO. Entidades pedem veto de Lula a ‘jabutis’ no projeto das eólicas offshore. 02 jan. 2025. Disponível em: <https://valor.globo.com>. Acesso em: 30 jun. 2025
BRASIL. Constituição da República Federativa do Brasil, 1988. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/ConstituicaoCompilado.htm. Acesso em: 20 out. 2015.