



Instituto de Estudos
Estratégicos de
Petróleo, Gás Natural e
Biocombustíveis

EÓLICAS OFFSHORE

Viabilidade, políticas e perspectivas

José Sergio Gabrielli
de Azevedo

FEVEREIRO DE 2025

Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e
Biocombustíveis Zé Eduardo Dutra - Ineep

Direção técnica

Mahatma dos Santos
Ticiania Alvares

Coordenação técnica

Fernanda Brozoski

Pesquisador responsável

José Sergio Gabrielli

Equipe de comunicação

Fátima Belchior
Laura Cardoso

Projeto gráfico

Laura Cardoso

Fotografia

4FR/Getty Images via Canva

Avenida Rio Branco, 133 - 21º andar, Centro - Rio de Janeiro/RJ
(21) 97461-8060 | redes@ineep.org.br | ineep.org.br



Instituto de Estudos
Estratégicos de
Petróleo, Gás Natural e
Biocombustíveis

SUMÁRIO

1 - Introdução.....	4
2 - Crescimento das fontes eólicas: onshore e offshore.....	8
3 - Algumas políticas para eólica offshore.....	13
4 - Busca por reduzir custos.....	15
5 - Política para a geração elétrica offshore no Brasil.....	19
6 - Considerações finais.....	30
REFERÊNCIAS.....	32

EÓLICAS OFFSHORE

Viabilidade, políticas e perspectivas

José Sergio Gabrielli de Azevedo

1 - Introdução

Os dados sobre o mercado internacional de energia eólica *offshore* são inconclusivos sobre a tendência dominante no ano de 2024, ainda que o crescimento da capacidade de geração venha aumentando nos últimos anos. Os parques tendem a se situar em locais de águas mais profundas, com um tamanho maior em turbinas e mais capacidade de geração por torre. O ano foi marcado por crises, atrasos, adiamentos de projetos, estouro de orçamentos e poucas tomadas de decisões finais de investimento. Os altos custos dos equipamentos se combinaram com restrições na cadeia de suprimentos, inflação, atrasos nas autorizações e políticas, e regulamentações governamentais não favoráveis (GWEC, 2024). O ano de 2024 também teve a temperatura média mais alta dos registros históricos e a década de 2014-2023 teve a temperatura média mais alta desde 1850, quando começaram as medições (Abnett; Withers, 2024).

No entanto, o portfólio de projetos de energia eólica é grande, e a China lidera tanto o crescimento da geração como a expansão da indústria de suprimento de equipamentos para o setor. O Reino Unido e o Mar do Norte também chamam a atenção pela concentração de projetos. Apesar do significativo aumento na instalação de capacidade, até 2019, os parques *offshore* representavam somente 2,8% da capacidade total de geração eólica na China (Deng *et al*, 2024), país que se destaca no crescimento do setor.

Embora representem apenas cerca de 6% da oferta global de energia, as fontes eólicas¹ têm uma grande possibilidade de expansão, considerando-se que o potencial gerador dos ventos *onshore* e *offshore* ultrapassa a atual demanda de

¹ A EPE define a energia eólica como o aproveitamento “da energia cinética do vento a partir da força motriz que faz girar as pás e desenvolve a energia mecânica para gerar a eletricidade” (EPE, 2020, p. 19).

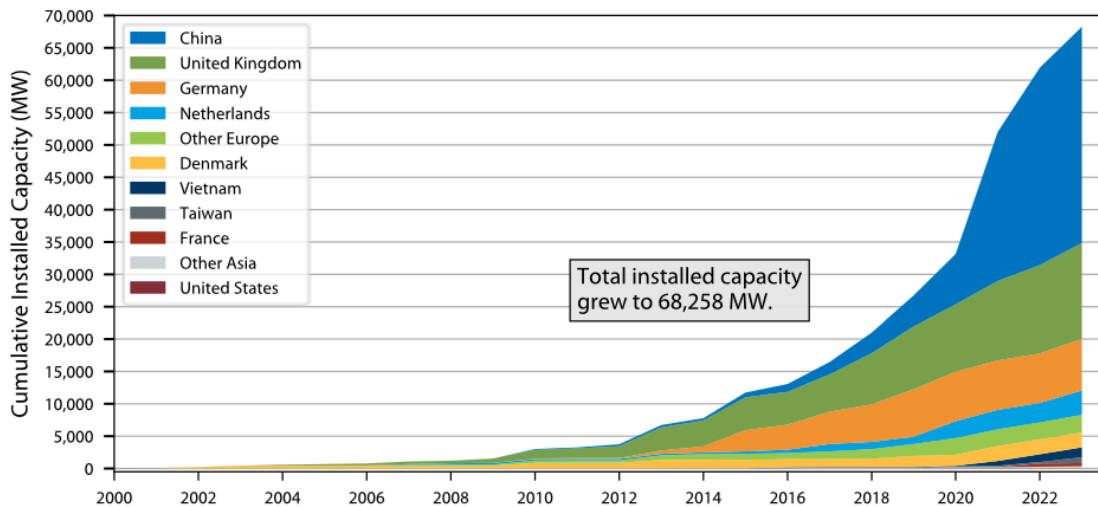
energia do mundo. Os recursos eólicos globais potenciais, considerando apenas áreas terrestres e próximas à costa, sem incluir águas mais profundas e distantes do litoral, são estimados em 72 terawatts (TW), valor que corresponde a sete vezes a demanda mundial de eletricidade e cinco vezes a demanda mundial de energia até o ano do estudo (Konstantinidis; Botsaris, 2016).

Os avanços tecnológicos na conversão da força dos ventos em eletricidade, a queda dos custos dessas tecnologias e o mapeamento das melhores localizações para os parques eólicos têm aumentado a capacidade de geração, que quadruplicou na última década, além de reduzir os custos dessa fonte (Desalegn *et al*, 2023).

Em recente avaliação do mercado mundial de eólicas *offshore*, o *National Renewable Energy Laboratory (NREL)* do governo americano constatou que 2023 registrou somente a quarta maior adição anual de novas capacidades desse tipo de geração eólica da história, refletindo uma certa desaceleração do crescimento dessa fonte de energia. Com os europeus dominando o estoque de projetos, a China chama a atenção pelo enorme crescimento dos últimos anos (McCoy *et al*, 2024).

Essa grande expansão de adição de capacidade na China também vem acompanhada de um enorme crescimento dos produtores chineses de equipamentos, que começam a entrar nos mercados internacionais. O recente relatório de consultoria da Aegir Insights (Jenkinson, 2024) destaca as preocupações sobre a capacidade de fabricação europeia para energia eólica *offshore*, em comparação com a vasta produção de centros eólicos *offshore* rivais, como os da China, que ostentam a maior frota eólica *offshore* do mundo e uma capacidade de fabricação maior do que qualquer outro país. O relatório também aponta que muitos fabricantes de energia eólica *offshore* na Europa já dependem da fabricação chinesa para alguns dos componentes de suas turbinas.

Figura 1 - Capacidade instalada de eólica offshore em vários países do mundo



Fonte: McCoy et al (2024, p.38).

Em 2023, o conjunto de projetos flutuantes cresceu apenas 1,8% no mundo, uma das menores taxas de já registradas, indicando uma certa estagnação do aumento desse tipo de iniciativa, em geral de maior capacidade e localizada em águas mais profundas. A partir de uma base pequena, no entanto, a nova capacidade de unidades flutuantes praticamente dobrou em 2023, com a entrada em operação de um grande projeto da Equinor na Noruega e outros dois na Espanha e na França, com a China mantendo a liderança em novos projetos (McCoy *et al*, 2024).

Do ponto de vista dos custos atuais e projetados, a tendência é de queda a médio e longo prazos, com um amplo intervalo de 75-149 dólares por Kwh² em 2023 e um crescimento médio de 45% em relação aos valores estimados no relatório do ano anterior. Essa explosão de custos em 2023 deverá impactar os projetos com decisões finais de investimento já tomadas para o período 2023-2026, anos prováveis entre as compras dos equipamentos e sua instalação. Depois disso, a expectativa é de que os preços caiam.

Outra fonte de incertezas vem da conjuntura da geopolítica internacional com a eleição de Trump nos EUA, a deterioração das condições macroeconômicas de alguns países e dúvidas sobre a trajetória futura do crescimento da China.

² Estudo de 2016 estimava o LCOE *offshore* no intervalo US\$120-340 por KWh (Dedecca; Hakvoort; Ort, 2016, p. 289).

Foi nesse cenário de incertezas internacionais que o Senado brasileiro discutiu o PL 576/2021, proveniente de substitutivo da Câmara de Deputados ao projeto original do então senador Jean Paul Prates, que, entre outras leis, altera a Lei do Petróleo (Lei 9.478 de 6/08/1997) para incluir “dentre os objetivos da política energética nacional, o incentivo à geração de energia elétrica a partir do aproveitamento de potencial energético *offshore*”, atribuindo “[...] ao CNPE a competência para fixar diretrizes e tomar as medidas necessárias para a regulamentação do aproveitamento de geração de energia elétrica *offshore*, com indicação de prazo, agências reguladoras e demais entidades competentes do Poder Executivo” (Senado Federal, 2024).

O PL, transformado na Lei Ordinária 15097/2025 em 10 janeiro de 2025³, apresenta um marco regulatório semelhante ao do petróleo e gás para a outorga das áreas a serem concedidas nos mares brasileiros, visando a produção de energia eólica *offshore*, fonte ainda não explorada no país.

Esse trabalho está organizado em quatro seções, além dessa introdução. A primeira aborda o crescimento recente das usinas *offshore*, com destaques para o Mar do Norte e a China. Na China, assim como no Brasil, de dimensões continentais, os recursos naturais eólicos não se distribuem uniformemente pelo território, exigindo políticas diferenciadas para a expansão nas terras do Noroeste/Norte em relação às águas do Sudeste. No Brasil, as diferenças são entre os ventos *onshore* do Nordeste e *offshore* do Sul. Comparam-se vantagens e desvantagens de parques em terra e no mar, destacando-se para os primeiros os impactos sobre as comunidades locais e, para os segundos, os altos custos decorrentes de uma maior complexidade, embora declinantes.

A seção seguinte trata de algumas políticas de estímulos à energia *offshore*, chamando a atenção não apenas para os processos de precificação, mas também para a definição dos mecanismos de outorgas de licenças, além da importância das redes de distribuição para conectar as regiões geradoras com as consumidoras.

³ Dados da tramitação disponível em:
https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/163024#tramitacao_10967445

A terceira seção foca nos esforços para redução de custos dos projetos de energia eólica *offshore*, que incluem desde o aumento das pás e da capacidade das turbinas até a escolha de localizações que aproveitam os melhores ventos, assim como simplificações no processo de instalação e montagem. As conexões com a rede de distribuição continuam um tema relevante na redução de custos.

Antes de passar às considerações finais, a última seção trata da situação da energia eólica no Brasil, com a análise de pontos específicos do projeto de lei sobre as eólicas *offshore*, recém sancionado com vetos pela Presidência da República. O país ainda não tem usinas eólicas desse tipo em funcionamento, mas tem vários projetos em análise, principalmente no Ceará, Rio Grande do Norte e Rio Grande do Sul, que aparentemente têm os melhores ventos marinhos no Brasil.

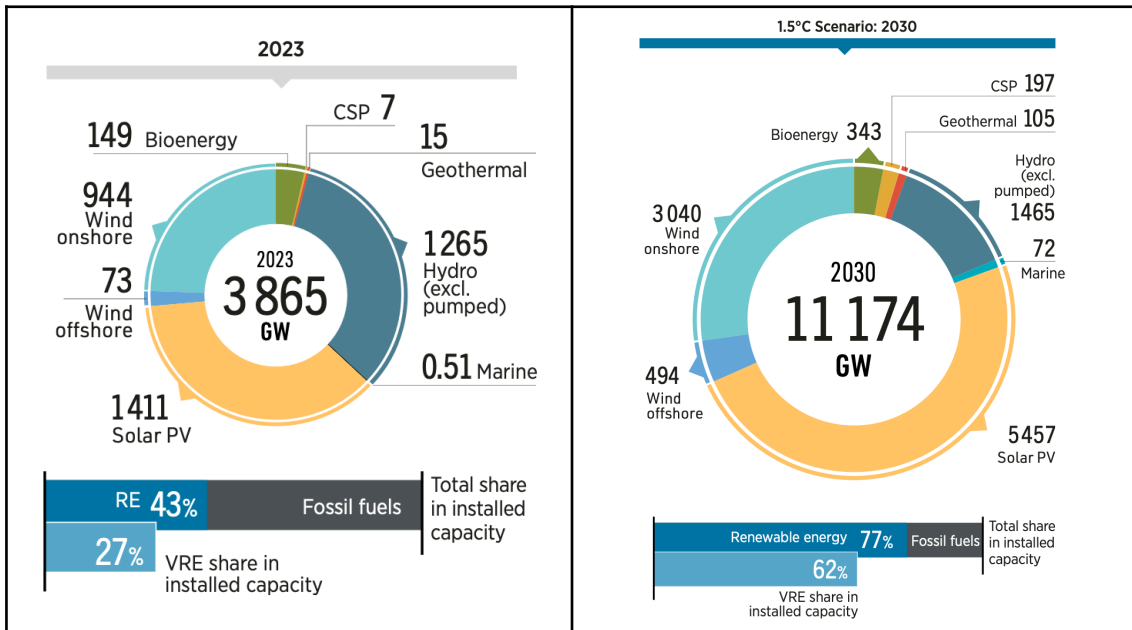
As considerações finais especulam sobre os impactos e as limitações da nova legislação e as perspectivas futuras para o setor brasileiro.

2 - Crescimento das fontes eólicas: *onshore* e *offshore*

Apesar das dificuldades temporárias em 2023-2024, não parece haver dúvidas de que a geração de energia de fontes eólicas deverá crescer ainda mais no futuro. No final de 2022, a capacidade instalada de energia eólica mundial era de 906 GW, sendo os parques eólicos *offshore* responsáveis por apenas 7,1% desse valor. Há expectativa de aceleração na implantação de novos parques *offshore*, o que fará com que sua participação na adição de nova capacidade atinja 19,1% dos 680 gigawatts (GW) previstos para a geração de energia eólica no período de 2023 a 2027 (Tumse et al, 2024). Em 2024, a proporção de eólica *offshore* foi de 23% (31 GW), segundo a consultoria McKenzie, registrando um crescimento em sua participação pelo terceiro ano seguido (Rajgor, 2024).

Estimativas da IRENA preveem a necessidade de um incremento de 6,8 vezes da capacidade instalada de eólica *offshore* em 2023, passando de 73 para 494 GW, em um aumento total de 2,9 vezes a capacidade geral de fontes renováveis (de 3,9 TW para 11,2 TW) até 2030, como se vê na Figura 2.

Figura 2 - Divisão da capacidade instalada de fontes renováveis por tipos de fontes 2023 e cenário 2030 com 1,5°C de aumento de temperatura

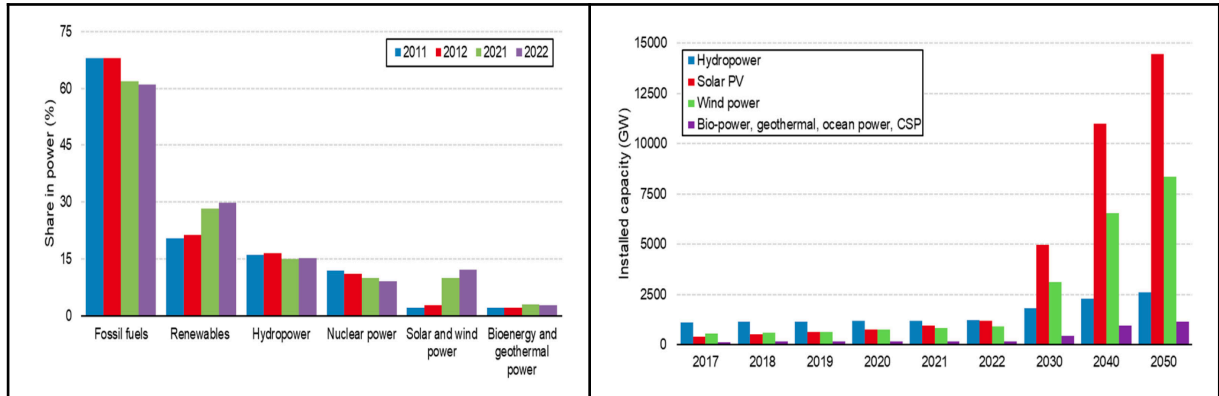


Fonte: Collier e Gorini (2024, p. 49).

O mundo bateu recorde de capacidade de geração elétrica *offshore* em 2023. Espera-se que, em 2028, a capacidade total operacional de eólicas deva ser de mais de 1,8TW (GWEC, 2024, p. 6).

Como visto na Figura 3, na década de 2010 até 2022, as fontes fósseis continuaram predominando, apesar de declinantes, enquanto as energias renováveis cresceram, especialmente de 2017 a 2022. As projeções para 2030, 2040 e 2050 apontam para o grande boom das energias de fontes solar e eólica, principalmente a solar.

Figura 3 - Proporção de várias fontes de energia na geração global nos anos 2011, 2012, 2021 e 2022 (à esquerda) e capacidade instalada acumulada de energias renováveis de 2017-2022 com cenários para 2030, 2040 e 2050 (à direita)



Fonte: Tumse *et al* (2024, p. 9).

A divisão entre parques terrestres e marítimos na geração de energia eólica reflete a milenar experiência da humanidade de aproveitamento da transformação da energia cinética em mecânica, com moinhos de vento em terra, e sua recente experiência de transformação da energia cinética em elétrica, com aerogeradores *offshore*⁴. Há vantagens naturais para as usinas *offshore*, que não enfrentam obstáculos para os ventos como vales, montanhas, florestas e terrenos irregulares na superfície marinha.

As usinas *onshore* enfrentam também dificuldades referentes ao uso e à legalização das terras, impactos visuais, deslocamento de populações originárias e limitações da operação dos sistemas interligados às redes. Os desafios na relação com as comunidades refletem os impactos sobre suas formas de vida tradicionais e redefinição de fluxos de renda entre os moradores.

Impacto visual, poluição sonora, questões relacionadas ao ecossistema com riscos ambientais para a flora e fauna, riscos à saúde (campos eletromagnéticos, possível causa de acidentes), impactos no turismo e na agricultura, a redução no valor da terra e o fim da vida útil (tratamento de resíduos de turbinas eólicas) são as principais desvantagens dos parques eólicos *onshore*.

⁴ O primeiro parque eólico *offshore* começou a operar na Dinamarca em 1991. No Brasil, a primeira usina eólica foi instalada em Fernando de Noronha (Juárez *et al*, 2014, p. 831).

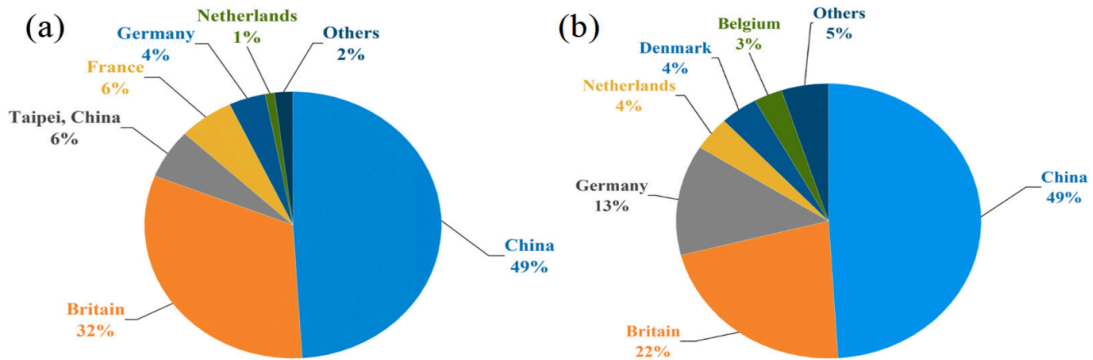
A poluição sonora e o grau de perturbação visual poderiam ser evitados selecionando locais de turbinas eólicas longe de áreas residenciais. Os parques eólicos *offshore* reduzem o impacto sonoro e o impacto visual, especialmente quando mais distantes do litoral forem implantados (Konstantinidis; Botsaris, 2016).

A eólica *offshore* se localiza cada vez mais distante das costas e em águas mais profundas, exigindo tecnologias mais avançadas, custos e investimentos mais elevados e riscos de atrasos na instalação dos equipamentos, tornando a geração *offshore* mais cara, em média, do que a geração *onshore*.

Nas usinas *offshore*, em geral, a velocidade do vento é maior e mais confiável do que em terra e elas são caracterizadas por maior densidade de potência e fator de capacidade superior, em comparação com a energia eólica *onshore*, com maior eficiência operacional na geração de cada quilowatt (Desalegn et al, 2023).

Os dados da IRENA de 2022 (EPE, 2020), mostram a grande presença da China na capacidade instalada de eólicas *offshore* no mundo, como se vê na Figura 4.

Figura 4 - Capacidade instalada acumulada (b) e adição de nova capacidade (a) em eólica offshore no mundo em 2022



Fonte: Su *et al* (2024, p. 12).

A Inglaterra aparece como o único país em que a participação no acréscimo de nova capacidade mundial é maior do que sua participação no estoque acumulado de capacidade, indicando que sua participação no estoque de capacidade deve crescer. A China mantém sua participação, mas parece que outros países importantes

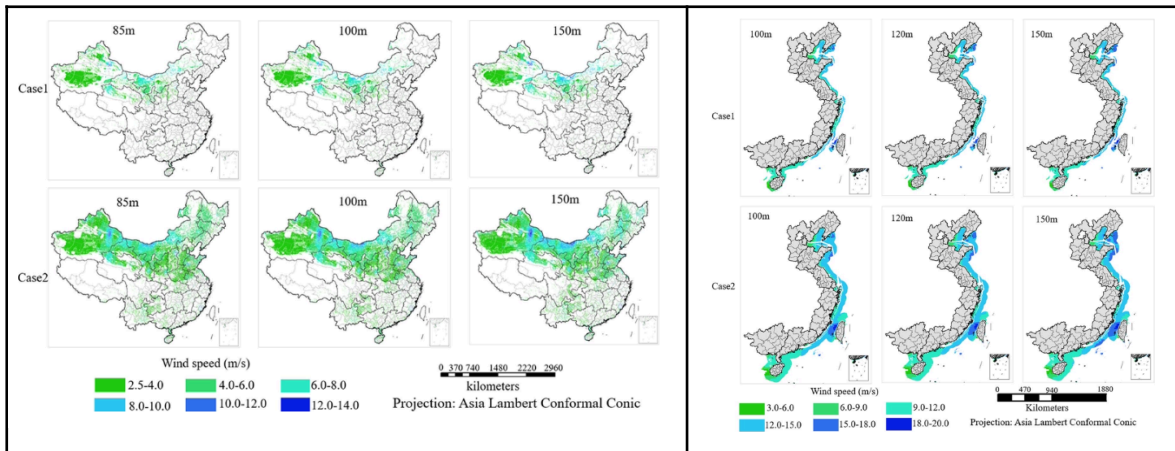
no setor reduziram seu apetite por projetos *offshore*, com taxas de crescimento de suas capacidades menores do que as respectivas participações históricas.

A China pretende atingir o pico de emissões em 2030 e se tornar carbono-neutra em 2060. Contudo, forçada por questões de segurança energética, tem aumentado a utilização de carvão na produção de eletricidade, assim como tem crescido suas importações de petróleo, mesmo que suas vendas de carros elétricos estejam batendo recordes. O planejamento chinês espera importar 70% do seu petróleo e 50-60% de seu gás natural consumidos em 2050, colocando essa cadeia de suprimento como prioridade para sua política de segurança energética (Feng, 2024).

Na sua política de transição energética de múltiplos instrumentos, a China ampliou suas relações com o Irã e a Rússia, construiu dutos para petróleo e gás, conectando países vizinhos no Sul da Ásia por meio da iniciativa *Belt and Road Initiative* (BRI) e pretende aumentar sua produção de energias renováveis para 20% de sua oferta energética até 2030. Entre 2009 e 2020, a capacidade de geração eólica na China cresceu de 18 para 282 GW, com a geração expandindo de 28 para 467 GWh no mesmo período. Em 2023, a capacidade instalada total de geração eólica na China era de 380 GW. Desde 2020, as novas usinas *offshore* não recebem subsídios do governo central da China, apesar de receberem incentivos dos governos locais (Feng, 2024).

Na China, como em vários países, inclusive no Brasil, os recursos naturais do vento e do sol não são equitativamente distribuídos no território. A Figura 5 mostra a potencialidade das regiões ao Noroeste e Norte da China para parques *onshore*, enquanto os melhores ventos para parques *offshore* se encontram ao Sudeste do país.

Figura 5 - Velocidade dos ventos na China com potencial para eólica onshore (à esquerda) e offshore (à direita)



Fonte: Yu, Gui e Yang, (2023, p. 13102 e 13103).

Assim como no Brasil, as áreas propícias para a eólica *onshore* no Noroeste e Norte da China estão longe dos grandes centros populacionais e econômicos, que se localizam a Sudeste e nas regiões costeiras. Já as melhores áreas para as eólicas *offshore* estão na região Sudeste, no estreito China-Taiwan, sujeito a grandes variações de estações climáticas anuais e conflitos geopolíticos. A província de Fujian concentra grande parte dos novos parques eólicos *offshore* no país (Deng et al, 2024).

3 - Algumas políticas para eólica offshore

A IRENA chama a atenção para o descasamento entre as políticas energéticas e climáticas em muitos países, geralmente formuladas por organismos diferentes, com pouca compatibilização entre si e com objetivos mais ambiciosos nos planos climáticos em relação aos energéticos. (Collier; Gorini, 2024). Essas discussões não chegam ao nível de granulação de tipos de energia renovável, e muito menos de diferenciação entre eólicas *onshore* e *offshore*, mas refletem desarticulações que impactam as relações entre esses níveis desagregados de políticas.

Em termos de políticas nacionais de estímulo às eólicas, a China evoluiu do 13º Plano Quinquenal de Energia Eólica (2016–2020), que estabelecia uma meta de 10 GW em construção e 5 GW em operação até o final de 2020, para o 14º Plano

Quinquenal (2021–2025), que inclui uma meta de 25% de participação de energia não fóssil na matriz energética e uma capacidade total de 1,2 TW para energia eólica e solar em 2030 (Hughes et al, 2024). No 12º Plano Quinquenal de Energia Eólica (2010-2015), o governo chinês pretendia expandir a indústria de turbinas e as linhas de transmissão. No entanto, o sucesso da política de incentivos levou a um crescimento mais do que proporcional dos parques eólicos em relação a manufatura e instalação de seus componentes e das linhas de transmissão, criando gargalos que levaram a um aumento dos *curtailment* (rejeição) de energia eólica (Zhang et al, 2016).

Os principais aspectos da política para a eólica *offshore* são: a definição do processo de escolha da localização dos parques, seu licenciamento, avaliação técnica e econômica e integração com as redes nacionais de distribuição de energia.

A China não dispõe de uma legislação específica para as eólicas *offshore*, sendo a escolha das localizações das plantas dividida entre os governos provinciais, que podem ter seus próprios incentivos, e as diretrizes do planejamento nacional. Os principais incentivos, que foram encerrados em 2021, eram as tarifas *feed-in* FIT, que se tornaram cada vez mais provinciais, evidenciando sua natureza temporária. O licenciamento ocorre em processos competitivos de leilões, sendo as concessões com as redes de distribuição um limitador para a expansão dos parques no país (Hughes et al, 2024).

Nos últimos anos, Reino Unido, Alemanha e Holanda, assim como China, EUA e França, aproveitando dos seus ricos recursos naturais eólicos e suas limitações no uso da terra, intensificaram suas políticas de estímulos aos parques *offshore*. Estes países propuseram metas de desenvolvimento estratégico correspondentes, promoveram intensamente a construção de parques eólicos e o desenvolvimento de cadeias industriais e apoiaram o desenvolvimento de energia eólica flutuante. As estratégias da União Europeia pretendem aumentar em cinco vezes, até 2030, a capacidade geradora eólica de 12 GW registrada em 2022 (Su et al, 2024).

A Alemanha, com a sua "Lei de Energia Renovável" revisada em 2022, pretende aumentar sua capacidade instalada de eólica, reduzir os custos de financiamento, ampliar os subsídios governamentais e simplificar os procedimentos regulamentares, buscando reduzir a participação da energia nuclear e das térmicas a gás natural na matriz elétrica do país (Alemanha, 2022). A estratégia de subsídios de incentivo da UE para energia eólica *offshore* inclui, principalmente, tarifa *feed-in* (FIT), prêmio *feed-in* (FIP), contrato por diferença (CFD) e plano de licitação. O FIT é lançado quando as tecnologias renováveis são imaturas e o progresso tecnológico requer forte suporte de sinal de preço, fornecendo incentivos de investimento para o mercado. O FIP é composto por prêmios que são fixados ao longo do tempo e pagos com base no preço de mercado da produção de energia, reduzindo incertezas de longo prazo. Os CFD e os planos de licitação buscam reduzir as diferenças dos custos padronizados de energia (LCOE⁵) das eólicas offshore em relação a outras fontes de energia (Su et al, 2024).

4 - Busca por reduzir custos

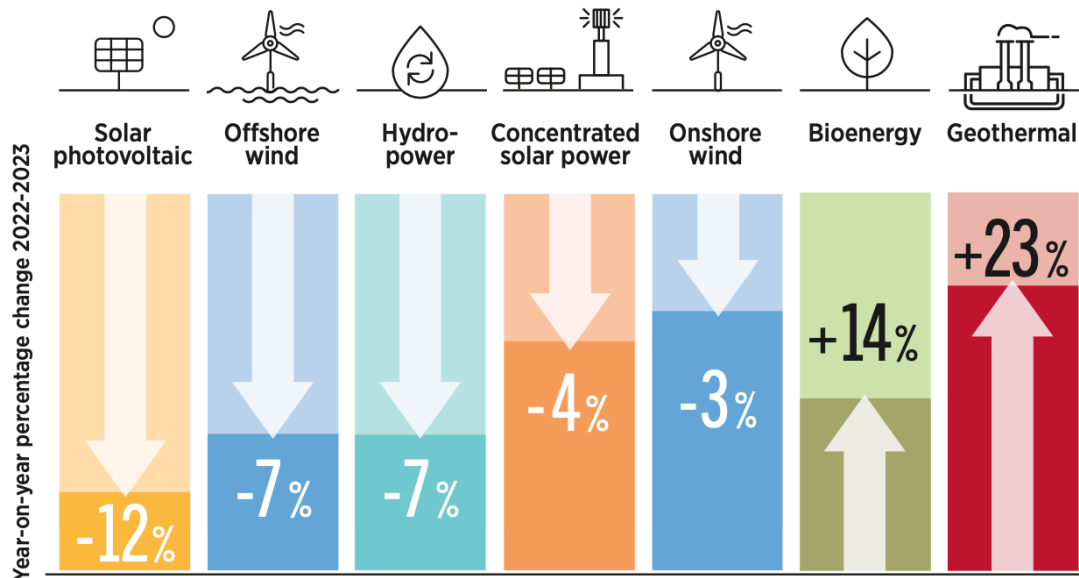
Os LCOE das *offshore* são, em geral, maiores do que os das *onshore*, devido à complexidade das primeiras, às condições dos ventos e aos desafios do ambiente marinho. Do ponto de vista do ciclo de vida, as *offshore*, em geral, têm uma pegada de carbono maior do que das usinas em terra, embora haja contestações acerca das metodologias para essas medições (Desalegn et al, 2023).

Em 2023, a média ponderada global anual do custo nivelado de eletricidade (LCOE) diminuiu para todas as fontes renováveis, exceto bioenergia e geotérmica, como se vê na Figura 6, com a energia solar apresentando a maior queda nos custos, o que resultou no maior crescimento no ano. A geração fotovoltaica foi responsável por cerca de três quartos do aumento de fontes renováveis em 2023 (Collier; Gorini, 2024, p. 43). A queda nos custos das fontes eólicas *offshore* e hidroelétricas reverteu a trajetória ascendente que ocorreu em 2021 e 2022. Na comparação entre *onshore* e *offshore*, as plantas marítimas tiveram maior queda de custos do que as fontes

⁵ Sigla em inglês para *levelized cost of electricity*.

terrestres. Já a bioenergia e a energia geotérmica registraram elevação nos custos de eletricidade no período de 2022 a 2023.

Figura 6 - Taxa de redução dos custos padronizados de energia (LCOE) por fontes renováveis, 2022-2023



Fonte: Collier e Gorini (2024, p. 47).

Internacionalmente, as iniciativas para reduzir os custos dessas complexas unidades buscam aumentar a padronização de projetos de turbinas e fundações, aproveitar a experiência da indústria, escolher melhor a localização da produção de componentes em centros regionais e simplificar os métodos de instalação. Também são importantes fatores para a redução dos custos e do investimento a experiência acumulada dos fabricantes de turbinas e instaladores de plantas, o uso de embarcações especialmente projetadas para projetos de parques eólicos *offshore* e a adoção de turbinas maiores, que reduzem os custos unitários das instalações devido à maior produção. Essas quedas de custos ocorrem nas cadeias produtivas anteriores à operação das usinas e resultam de políticas industriais específicas. A escolha do tamanho e das tecnologias das turbinas pode ser atribuída principalmente aos empreendedores dos próprios projetos *offshore*.

A EPE do Brasil sugere que uma forma de baixar custos seria a desvinculação dos contratos de fornecimento das turbinas dos contratos para a construção das bases

e das torres, com o objetivo de otimizar a modelagem das estruturas, a integração solo-fundação e a fadiga de materiais ao longo da vida útil dos equipamentos (EPE, 2020).

Comparando os custos das usinas *offshore* de vários países, incluindo os EUA, Alemanha, Reino Unido, Índia, Espanha, China e Brasil, de 2010 a 2021, o Brasil apresentou a melhor performance em redução de custos, com uma queda de 58%⁶, enquanto as reduções de outros países foram de 28% na Alemanha, 45% nos EUA e 26% na China, por exemplo (Tumse et al, 2024).

Um dos principais fatores da redução total do LCOE é a qualidade dos ventos, sua velocidade, consistência e direção. Turbinas mais altas também aumentam a produtividade, assim como a proximidade de pontos de conexão com a rede de distribuição são fatores de redução de custos. A direção e a velocidade dos ventos, especialmente quanto mais próximos dos pólos terrestres, são fortemente afetadas pela variação das estações do ano e pelas condições meteorológicas.

Uma das grandes vantagens das usinas no mar é a velocidade dos ventos, em geral, 20% superiores aos ventos em terra, possibilitando maior produção, utilizando aerogeradores mais altos, maior número de horas de utilização e maior estabilidade direcional e de intensidade dos ventos. Como a maior parte das *offshore* se localiza, até hoje, próximas à costa e dos centros de carga, seus custos de transmissão são menores.

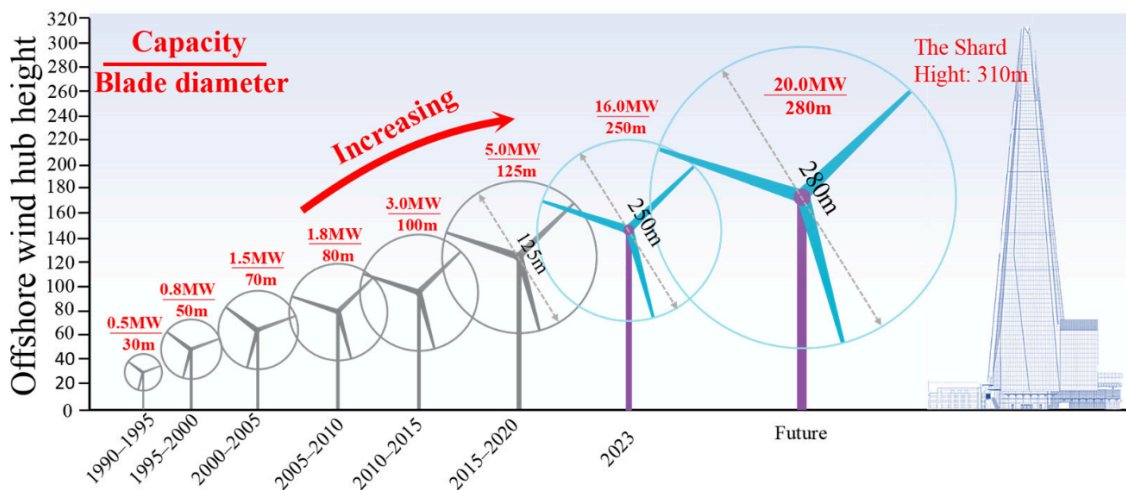
Mesmo assim, na China, o país que mais cresce nesse tipo de geração elétrica, os custos das *offshore* são três vezes maiores por quilowatt do que as *onshore*. As usinas marinhas requerem materiais mais adequados, desenhos estruturais mais complexos e processos de manufatura com maiores custos, fazendo com que do ponto de vista da operação e manutenção, as *offshore* sejam também 1,5 a 2 vezes mais caras do que as *onshore* (Su et al, 2024).

⁶ O maior incremento na capacidade média de turbinas, de 2010 a 2021, ocorreu no Brasil, passando de 1,80 MW em 2010 para 3,98 MW em 2021 cf. (Tumse et al, 2024, p. 24).

Nas regiões litorâneas, de águas rasas, as usinas eólicas disputam o uso com outras atividades, como a pesca, a navegação de cabotagem, a mineração marinha e o turismo.

Do ponto de vista do desenvolvimento tecnológico, as turbinas são cada vez maiores⁷, mais leves e utilizam inteligência artificial na sua operação. A maior parte dos aerogeradores instalados no mar tem de 8 a 10 megawatts (MW) de capacidade, com os maiores, acima de 10 MW, sendo instalados na década de 2020.

Figura 7 - Desenvolvimento de grandes turbinas aerogeradoras na China



Fonte: Su *et al* (2024, p. 4).

O aumento da capacidade geradora das turbinas reduz o custo unitário das instalações, contribuindo para a redução do CAPEX e OPEX dos parques marinhos, que também têm se beneficiado pela curva de aprendizagem do crescimento das implantações e melhor conhecimento das condições dos ventos no mar.

Do ponto de vista tecnológico, o NREL do governo americano identificou algumas “hesitações” da indústria produtora de equipamentos em relação ao contínuo aumento do tamanho das turbinas. Essa ação visa possibilitar uma maior amortização dos investimentos recentemente realizados em manufatura e favorecer a tendência

⁷ As maiores turbinas foram instaladas pela Siemens Gamesa (Zamudio, Espanha) em maio de 2020, com 108 m; pela General Electric em Boston (EUA), com 107 m, também em 2020; pela Vestas (Aarhus, Dinamarca) em fevereiro de 2021, com 115,5 m; e duas chinesas, com 123 m e 118 m, pelas empresas Goldwind e Mingyang, em Pequim e Zhuhai, respectivamente (Su *et al*, 2024, p. 5).

para uma maior padronização dos equipamentos, mesmo que os fabricantes chineses pareçam caminhar em direção a recordes de tamanho de pás e de turbinas (McCoy et al, 2024).

O fator que mais influi nos custos, além das condições de vento, é a profundidade da lâmina de água, em geral mais distante da costa. Com isso, os projetos requerem materiais estruturais de construção mais complexos, padrões mais elevados para as embarcações de apoio e de instalação das torres e mais tempo para operação e manutenção, elevando os custos operacionais.

As turbinas de águas rasas são fixadas no solo por uma monocoluna e predominam entre os parques eólicos. As unidades flutuantes, utilizadas em lâminas de água superiores a 50 metros, são ainda poucas, mas são menos dependentes das condições do solo subaquático, apesar de sofrerem mais impactos das correntes marinhas.

5 - Política para a geração elétrica offshore no Brasil

Segundo a ABEEólica, até agosto de 2024, existiam no Brasil 97 projetos de parques *offshore* cadastrados no IBAMA⁸, que somavam 234 GW de potência a ser instalada, aguardando as definições legais para iniciar, continuar ou postergar os investimentos. O potencial gerador da eólica *offshore* seria de mais de 1,2 TW e cada GW instalado representa um investimento de €2,5 bilhões na economia brasileira (ABEEólica, 2024).

No Brasil, em 2023, o crescimento da capacidade eólica *onshore* atingiu um recorde de 4,8 GW, a maior parte impulsionado por contratos de longo prazo de compra de energia (PPAs). Com mais de mil parques instalados, principalmente no Nordeste, já o país alcançou uma capacidade acumulada de 30 GW (GWEC, 2024).

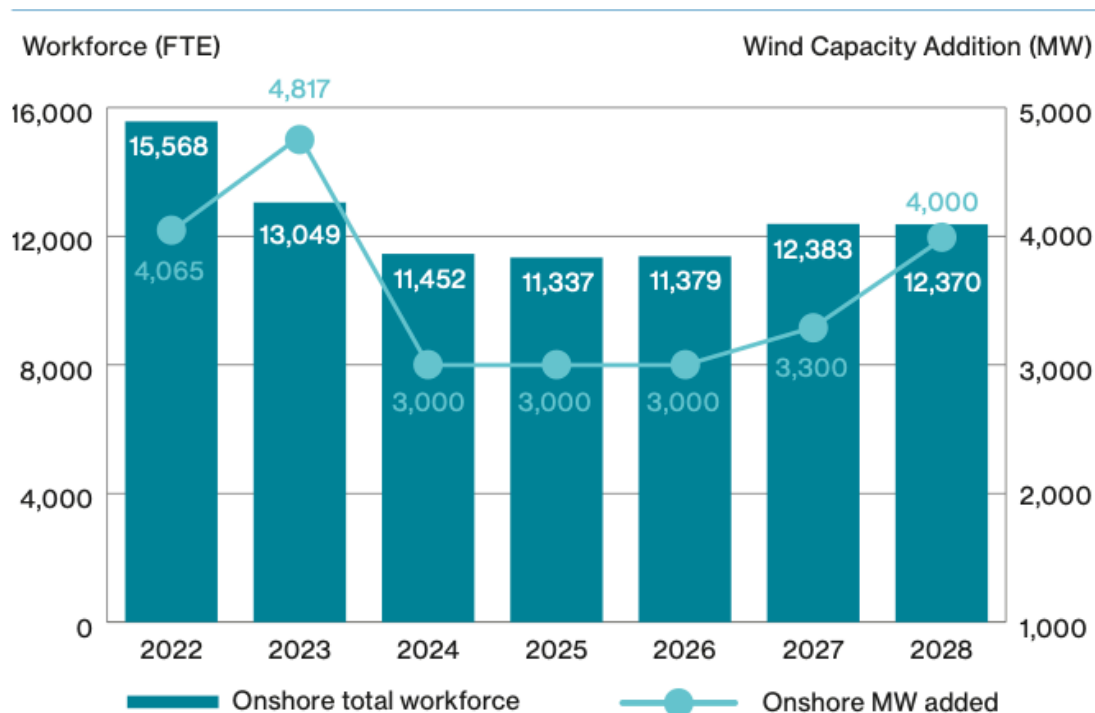
Nos últimos anos, a política para o setor no Brasil tem enfrentado desafios significativos: desde 2023, não foram realizados leilões para nova capacidade eólica;

⁸ Os números eram muito menores até 2020, com apenas seis projetos em análise, sendo quatro no Nordeste, um no Sul e um no Sudeste, segundo a EPE (2020, p. 103-105).

persistem dificuldades na expansão da rede de transmissão; a maior geração no Nordeste contrasta com a maior carga consumidora no Sudeste, resultando no aumento do *curtailment*⁹ de plantas em operação com contratos a cumprir; além de a seca de 2023 ter agravado os impactos na geração hidroelétrica.

A indústria de suprimento de equipamentos instalada no Brasil, estimulada pelo grande crescimento dos parques eólicos, vem desativando unidades nos últimos três anos por falta de demanda. As projeções para os próximos anos são apresentadas na Figura 8.

Figura 8 - Projeções da capacidade de energia eólica e demanda de trabalho Brasil



Fonte: GWEC (2024, p. 23)

⁹ De acordo com a Resolução Normativa 1030/2022 da ANEEL, a geração eólica pode ser interrompida por indisponibilidade do sistema de transmissão, por razões de confiabilidade elétrica dos equipamentos pertencentes a instalações externas à usina e motivados pela impossibilidade de alocação de geração de energia na carga. O Nordeste concentra grande parte das eólicas no Brasil e isso tem provocado uma grande perda financeira, pois só há ressarcimento das paradas pelos dois primeiros motivos, com o último sendo absorvido pelos geradores. Problemas decorrentes do grande volume de solar distribuída e eólica com baixa carga no subsistema de distribuição do Nordeste motivam os *curtailment* que passaram de 2,2% em abril de 2024 para 18,1% em setembro. Para as fazendas solares, a situação é ainda mais dramática, com a média de cortes de geração das usinas solares localizadas no submercado Nordeste saltando de 4,8%, no mês de abril, para 34,8% no mês de setembro (FSET Consultoria em Energia, 2024).

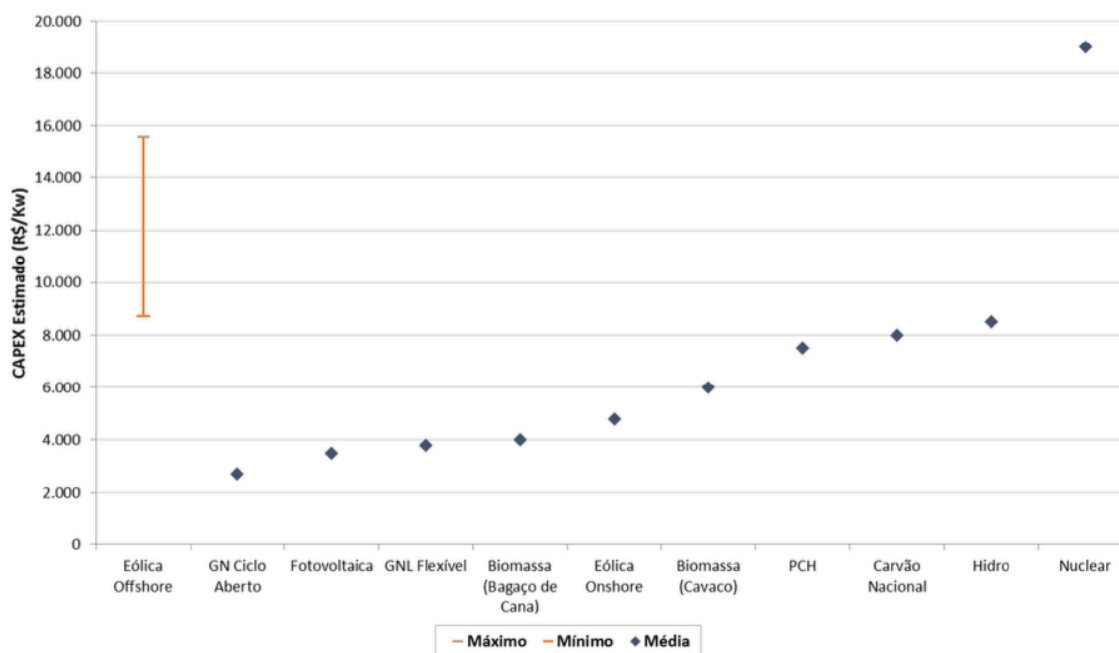
A queda dos preços da energia eólica no mercado livre de energia desestimula a adição de nova capacidade nos próximos anos, a não ser que haja um *offtaker* ou o projeto seja de autoprodução, com maior adensamento da cadeia para frente (*forward linkages*). A expansão da geração distribuída solar também tem um impacto na redução da demanda sobre o Sistema Interligado Nacional (SIN), apesar dos problemas de intermitência terem aumentado.

Do ponto de vista do mercado de trabalho, o número de ocupados no setor eólico aumentou de 600 pessoas em 2018 para 13.049 em 2023, com 27 centros de treinamento atuando no país (GWEC, 2024, p. 23).

Em 2022, a EPE, analisando o CAPEX por kw de várias fontes de energia elétrica no Brasil, constatou um elevado investimento em usinas eólicas *offshore*, em comparação com outras fontes, como se observa na Figura 9. Em termos de investimentos, as eólicas *offshore* só ficam abaixo da energia nuclear, enquanto seu nível mínimo atingiu o mesmo patamar das usinas hidroelétricas. Os investimentos em uma usina *offshore* incluem gastos com: turbina eólica (+70%), obras civis (9%), custos da conexão com a terra (10%) e outros custos de capital (7%)¹⁰.

¹⁰ Dados internacionais da IRENA citados por (EPE, 2020, p. 51). A EPE estima maior participação de obras civis, conexão à rede e outros custos de capital no Brasil.

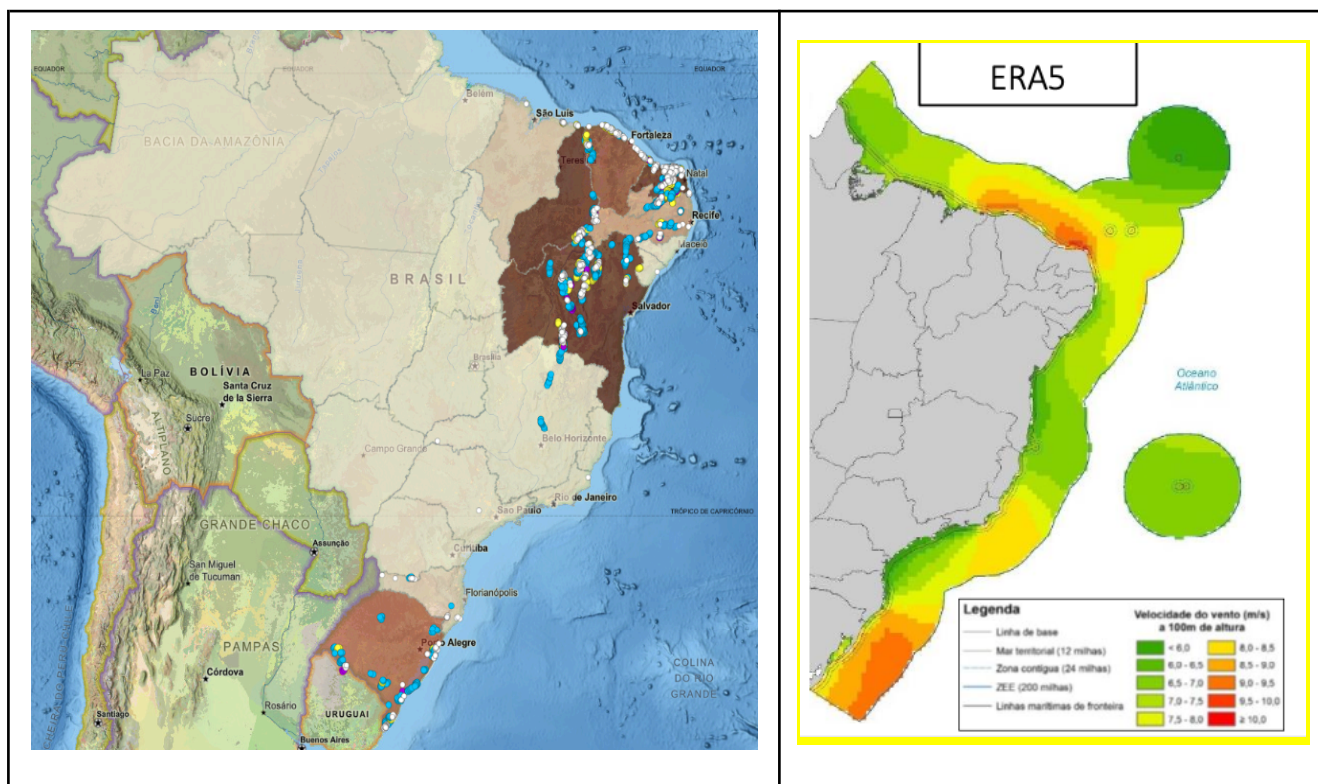
Figura 9 - Comparativo de custos estimados de CAPEX por kW de várias fontes de energia elétrica no Brasil, 2022



Fonte: EPE (2020, p. 50).

Uma das bases de dados utilizada pela EPE para avaliar o potencial de energia eólica no Brasil localiza os melhores ventos nas regiões litorâneas do Rio Grande do Norte, Ceará e Piauí, assim como em regiões de águas profundas no Rio Grande do Sul e Santa Catarina, como se vê na Figura 10. Essa diferenciação natural recomenda uma territorialização das políticas para eólica *offshore*, que não tem a mesma atratividade em todas as regiões brasileiras. Os parques eólicos *onshore* estão mais concentrados no Nordeste brasileiro, inclusive mais para o interior, ao longo do Rio São Francisco.

Figura 10 - Parques eólicos onshore instalados e planejados no Brasil (à esquerda) e base de dados ERA5¹¹ para velocidade dos ventos no Brasil, 2000-2017 (à direita)



Fonte: EPE (2020; 2024).

Depois do apagão elétrico de 2001, o governo federal lançou o programa PROEÓLICA, com o objetivo de instalar 1 GW de capacidade eólica e, assim, aliviar a escassez de eletricidade. A seca foi um dos fatores determinantes para o apagão, pois reduziu os níveis dos reservatórios. No entanto, no Nordeste, existe uma complementariedade significativa entre os regimes de chuvas e ventos, com a seca intensificando os ventos. Apesar disso, o PROEÓLICA não alcançou seus objetivos devido à insuficiência de incentivos. (Juárez et al, 2014).

Do ponto de vista das políticas para as fontes eólicas deve-se lembrar que o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, instituído pela Lei nº 10.438/2002, ajudou na introdução das fontes renováveis na matriz energética brasileira. O PROINFA incentivou a geração de energia por

¹¹ A base de dados ERA5, que é disponibilizada pelo ECMWF (*European Centre for Medium-Range Weather Forecasts*) possui dados horários com resolução de 30 km para toda ZEE, com referência no período entre 2000 e 2017 (EPE, 2020, p. 10).

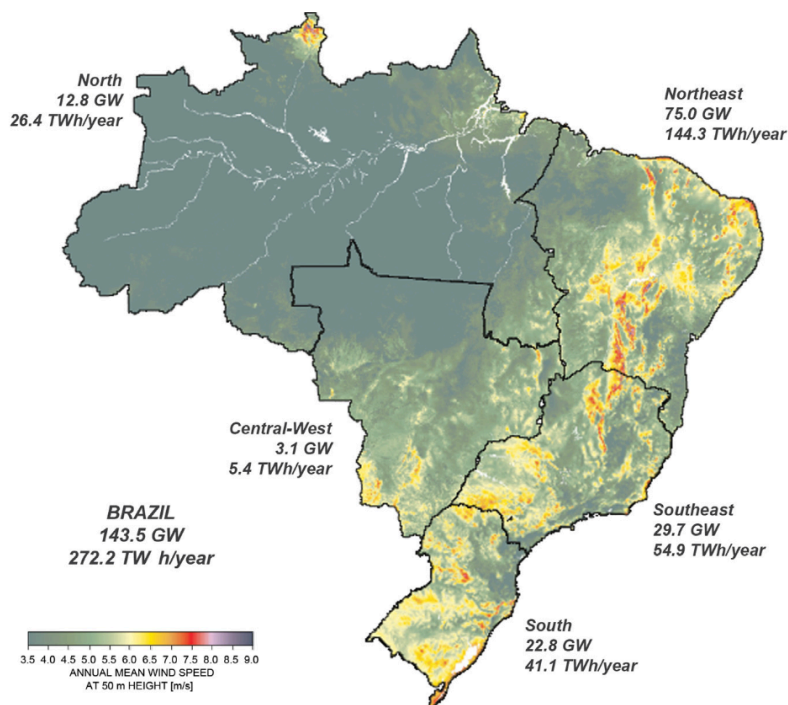
hidrelétricas de pequena escala, eólicas, biomassa e solares, contribuindo para a ampliação da participação dessas fontes na matriz elétrica brasileira.

O “Novo Modelo do Setor Elétrico” de 2004 criou oportunidades para a fonte eólica atender às distribuidoras, por meio de participação nos leilões de energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), com contratos de *Power Purchase Agreement* PPA que poderiam ser utilizados para captação de créditos, viabilizando fontes de financiamento para os investimentos.

Essa legislação possibilitou a expansão dos parques eólicos *onshore*, geralmente em terrenos próprios ou arrendados de terceiros. As eólicas *offshore*, no entanto, se assentam no mar territorial, que é propriedade da União, exigindo legislação própria para o desenvolvimento da atividade.

Um estudo publicado em 2014 calculou que dos 143,5 GW de capacidade potencial de eólica no Brasil, 75 GW estariam localizados no Nordeste e 22,8 GW na região Sul, como se pode ver na Figura 11. Os ventos *onshore* com mais velocidade estão em pleno centro da região semiárida e não no litoral (Juárez et al, 2014).

Figura 11 - Potencial capacidade de geração eólica Brasil, 2014



Fonte: Juárez et al (2014, p. 830).

O PL 576/2021 define que a outorga das áreas para os parques eólicos offshore poderá ocorrer mediante autorização ou concessão. Na modalidade autorização, configura-se como oferta permanente aquela requisitada a partir dos interesses dos proponentes; enquanto na oferta planejada o Governo, determina as áreas que serão ofertadas a leilões competitivos para a outorga das concessões.

Utilizando um termo herdado da legislação sobre o petróleo – o prisma exploratório¹² – o relatório do Senador Weverton Rocha apresenta um conceito de “prisma energético” que será o objeto das outorgas dos contratos para a exploração de energia *offshore*, a ser definido em várias regulamentações infra-legislativas. No inciso II do Art. 3º do PL, fica definido que o “prisma energético” é o “prisma vertical **de profundidade coincidente com o leito subaquático**, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices, onde poderão ser desenvolvidas atividades de geração de energia” (nossa ênfase). Vale notar que, na indústria de petróleo, o prisma possui profundidade indeterminada, enquanto aqui ele tem profundidade coincidente com o leito subaquático, não indo ao subsolo, ficando apenas na lâmina de água.

Outro conceito que vem da legislação do petróleo é o de prospecto. Na exploração de hidrocarbonetos ele se refere a uma área, identificada a partir de estudos geológicos e geofísicos, onde existe a possibilidade de encontrar rochas geradoras, rochas-reservatório e as condições geológicas para a existência de recursos petrolíferos. A avaliação do risco exploratório é feita pelas empresas operadoras e sócias dos empreendimentos.

No contexto de geração de eletricidade *offshore*, o § 4º do art. 4º diz que

O Poder Executivo deverá definir a entidade pública responsável pela centralização dos requerimentos e dos procedimentos necessários para obtenção da DIP¹³ nos **prospectos** para definição de prisma energético, conforme o regulamento (nossa ênfase).

¹² Conforme artigo 6º da Lei do Petróleo, um bloco é definido como sendo “a parte de uma bacia sedimentar, formada por um **prisma vertical** de profundidade indeterminada, com superfície poligonal descrita pelas coordenadas geográficas de seus vértices, onde são desenvolvidas atividades de exploração ou produção de petróleo e gás natural” (ANP, 2022).

¹³ Declaração de Interferência Prévia (DIP).

Isso pode ser interpretado como indicação de que o “risco exploratório”¹⁴ deverá ser assumido previamente pelo poder público, antes da definição dos prismas energéticos que poderão ser objeto de outorga ao setor privado. A análise dos ventos, do sol, das correntes, do solo marinho entre outras variáveis da geração elétrica deverá ser prévia à definição dos próprios prismas que serão ofertados.

O § 1º do art. 7º dispõe que “o regulamento disporá sobre estudos e demais requisitos a serem exigidos para embasar as **manifestações de interesse**, inclusive quanto à disponibilidade de ponto de interconexão ao Sistema Interligado Nacional (SIN)” (nossa ênfase).

Porém as “manifestações de interesse” ocorrem DEPOIS da disponibilização dos prismas energéticos, que exigem estudos prévios para serem considerados prospectos. De quem será a responsabilidade desses estudos prévios que demandam tempo para a coleta de informações?

A determinação dos locais para o desenvolvimento das atividades de geração eólica *offshore* e as formas de outorgas diferenciam muitas das políticas internacionais para o setor.

Na versão do PL que chegou ao Senado da Câmara, dava-se prioridade às empresas já detentoras de licenças para exploração e produção de petróleo e gás, caso houvesse coincidência com os prismas energéticos. Nessa versão do senador Weverton Rocha, tal prioridade é abandonada, sob a justificativa de que a medida visaria estimular a entrada de novos *players* no setor de energia eólica. O PL 576/2021 remete para regulamento a possibilidade de convivência, no mesmo prisma, de atividades petrolíferas e de geração eólica, considerando os interesses do operador da área.

O relatório do Senador Weverton Rocha contestou a prerrogativa vinda da Câmara e recomendou sua rejeição, argumentando que isso representaria um privilégio para as petrolíferas. No entanto, tal posição desconhece que as atividades

¹⁴ Por analogia com o petróleo, riscos de ventos insuficientes, ondas maiores do que esperados, correntes inadequadas e solo marinho acidentado, por exemplo.

complementares podem baixar os custos totais de empreendimentos *offshore*, desde que as atividades não sejam excludentes entre si.

A recomendação de considerar o Planejamento Espacial Marinho (PEM) como diretriz para a escolha das áreas é uma boa iniciativa, porém a inclusão da proposta de “ou instrumento equivalente” pode enfraquecer as relações entre o planejamento de outorgas e o PEM. A Marinha Brasileira prevê que o PEM esteja concluído até 2029, justamente quando o Brasil começará a realizar investimentos significativos em parques eólicos *offshore* (Camargo, 2024).

O senador Weverton Rocha retirou a obrigatoriedade de o demandante de áreas apresentar os pontos de conexão dos parques com a rede de distribuição, sob a alegação de que isso poderia onerar demasiadamente o projeto. Se o projeto for de autoprodução, não haverá grandes problemas, porém se o objetivo do projeto foi a alimentação da rede de distribuição, as conexões deveriam ser parte integrante do projeto. A solução de remeter para regulamentações posteriores aumenta as incertezas quanto à viabilidade dos negócios. O texto do PL se refere a referência obrigatória às instalações de conexão ao Sistema Integrado Nacional (SIN), mesmo que o § 7º do art. 10º isente os custos de transmissão para os empreendimentos *offshore* voltados exclusivamente à autoprodução de energia. Isso possibilita uma vantagem relativa para projetos de autoprodução, que podem densificar um pouco mais os setores *forward linked* a geração elétrica. A definição dos pontos de conexão com a rede de distribuição de energia elétrica e quem assume os seus custos também é um ponto controverso nas experiências internacionais.

Evidentemente, o CNPE e as regulamentações a serem definidas podem esclarecer essa dúvida, assim como outras, como as que se referem aos diversos tipos de geração elétrica *offshore*, que não estão explicitados na lei. A geração *offshore* pode incluir diversas formas de extração de energia do ambiente marinho, como:

1. Eólica *Offshore*: que se refere a parques eólicos instalados no mar, onde turbinas capturam o vento para gerar eletricidade.
2. Energia das Ondas: que são tecnologias embrionárias que convertem o movimento das ondas do mar em eletricidade.

3. Energia das Marés: que são sistemas que aproveitam o movimento das marés (subida e descida das águas) para gerar energia.
4. Energia Termal Oceânica: que utiliza a diferença de temperatura entre as águas profundas e superficiais do oceano para gerar eletricidade.
5. Integração e Sinergia: O "prisma energético" pode também indicar a combinação e otimização dessas tecnologias, visando maximizar a produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis marinhas.

Apesar de não haver referência explícita a nenhuma das tecnologias de geração elétrica marinha, havia uma referência para o uso dessa eletricidade na produção de hidrogênio (art. 4º do relatório aprovado), detalhando, inclusive, projetos de H₂ **líquido** proveniente de **etanol na Região Nordeste** e **eólicas da Região Sul** (art. 22º §§ 12 a 16). O Presidente Lula vetou todo o artigo 22º na edição final da lei.

Os melhores ventos brasileiros, incluindo os *offshore*, encontram-se no Nordeste, enquanto o etanol é mais propício para a produção nas regiões Centro-Oeste, Sudeste e Sul. Por outro lado, não fica claro se a unidade de produção de H₂ necessariamente precisa ser adjacente ao prisma energético outorgado ou se pode ser uma unidade *onshore*, conectada com a geração *offshore*.

Há uma separação entre o processo de outorga das áreas e a autorização para a geração de energia, que deverá seguir os normativos comuns de geração elétrica, sob a coordenação da ANEEL.

O artigo 22º vetado pelo Presidente Lula tratava da venda da Eletrobras e incluía vários “jabutis”¹⁵, como a prorrogação por mais 20 anos das pequenas geradoras hidroelétricas (PCHs) a biomassa e centrais eólicas. O artigo 23º, também vetado pelo Presidente Lula, incluía as termoelétricas movidas a carvão nos contratos de reserva de capacidade, com vigência até 31 de dezembro de 2050, contrariando a tendência mundial de reduzir a utilização do carvão na geração elétrica.

¹⁵ Jargão político para se referir a inclusão de assuntos em um projeto de lei ou medida provisória, para atender interesses que não são contemplados pela ementa da proposição legislativa. São em geral assuntos que não se coadunam com o objeto central da legislação em discussão.

Mesmo admitindo, em princípio, a vedação de outorga para áreas coincidentes com **blocos de exploração** de petróleo e gás (inciso I do § 1º do art. 6º), não fica claro o que acontece com os **campos em produção**, remetendo para “regulamento” (§ 2º do art. 6º) a possibilidade de outorga para áreas coincidentes com **blocos de exploração** de hidrocarbonetos.

O “direito de o outorgado assentar ou alicerçar as estruturas destinadas à geração e à transmissão de energia elétrica no leito subaquático, desde que atendidas as normas da autoridade marítima e emitida a licença ambiental pelo órgão competente, observadas as disposições regulamentares” pode ser uma fonte de conflitos de uso nas áreas coincidentes com campos de petróleo, com suas instalações subaquáticas.

O inciso X do art. 4º, inclui entre os fundamentos da geração *offshore* a “exigência de consulta livre, prévia e informada aos povos e comunidades afetadas pelo empreendimento *offshore*”, sem, contudo, precisar como se definirão essas comunidades afetadas. Em particular, a comunidade pesqueira artesanal pode ser seriamente impactada no próprio *offshore*, mais do que nas regiões costeiras confrontantes.

Entre as fontes de receita do outorgado há a possibilidade de utilização de créditos de carbono. A legislação brasileira de comercialização de créditos de carbono, recentemente aprovada, necessita de alguns ajustes para admitir essa possibilidade.

No que se refere ao conteúdo nacional, há várias referências no PL que remetem ao Ministério de Desenvolvimento, Indústria e Comércio (MDIC) a definição de seus parâmetros para a indústria brasileira, deixando em aberto se os vínculos serão apenas aqueles à jusante ou à montante da geração *offshore*. O conteúdo nacional pode impactar as cadeias de suprimento, incluindo aquelas que podem se beneficiar de sua produção – ainda que, se a eletricidade for injetada no SIN, dificilmente poderá ser segregada para individualizar seus usuários. Mesmo que as condições de ventos possam conduzir a uma redução de custos de produção da

energia elétrica, exigências elevadas de conteúdo nacional para projetos elétricos podem neutralizar essas vantagens de custos.

6 - Considerações finais

A aprovação do marco regulatório é fundamental para viabilizar a entrada em operação dos primeiros projetos de eólicas *offshore* no Brasil, embora se estime que esses projetos só possam iniciar operações após 2030, devido ao longo ciclo de desenvolvimento, que pode variar de 7 a 10 anos, desde o planejamento inicial até o início da operação. É uma definição que ocorre em um momento de incertezas internacionais sobre o futuro da energia eólica *offshore*, com desafios no Mar do Norte e EUA, apesar do crescimento na China. Estouro de orçamentos, atrasos nos prazos e dificuldades operacionais, além de problemas no suprimento de equipamentos, têm impactado negativamente esses projetos no curto prazo.

Uma das vantagens do PL é sua abrangência em termos do ciclo de vida de um projeto *offshore*, que vai da sua concepção, outorga da área, licenciamento, instalação, operação e descomissionamento. Porém, as definições são muito amplas e genéricas, delegando aos regulamentos os detalhes fundamentais que permitirão avaliar se seus efeitos serão positivos, negativos ou neutros na atração de investimentos.

No entanto, a própria possibilidade de processos de outorga de concessão ou autorização para a viabilização de projetos *offshore*, a serem realizados em águas da União é um passo importante para essa fonte de energia renovável.

Por outro lado, a questão crucial dos custos não é abordada. Na legislação e políticas internacionais, um aspecto fundamental é o conjunto de incentivos para tentar aproximar os custos *offshore* dos *onshore*. No caso brasileiro, esses incentivos estão longe de serem definidos, assim como sua necessária territorialização, para aproveitar as diferenças de condições de vento entre as regiões brasileiras.

O diferencial de custos é ainda mais importante no Brasil, que tem avançado significativamente na implantação de projetos terrestres, especialmente no Nordeste,

o que amplia os problemas de intermitência dessas fontes, com dificuldades na interligação dos subsistemas regionais de distribuição de eletricidade. As fontes renováveis de energia mais caras terão mais dificuldades para se expandir no país, que dispõe de alternativas mais baratas para ampliar a sua produção de energia, sem aumentar a emissão de gases de efeito estufa.

REFERÊNCIAS

ABEEÓLICA. **Seis pontos importantes para a urgência da aprovação do Projeto de Lei 576/2021: eólicas offshore no Brasil. 2024.** Disponível em:

<https://abeeolica.org.br/seis-pontos-importantes-para-a-urgencia-da-aprovacao-do-projeto-de-lei-576-2021-eolicas-offshore-no-brasil/>. Acesso em: 10 dez. 2024.

ABNETT, Kate; WITHERS, Alison. 2024 will be world's hottest on record, EU scientists say. **Reuters**, 7 nov. 2024. Disponível em:

<https://www.reuters.com/business/environment/2024-will-be-worlds-hottest-record-eu-scientists-say-2024-11-07/>. Acesso em: 19 dez. 2024.

ALEMANHA. **Amendment of the Renewables Act: More speed for the energy transition.** Disponível em:

<https://www.bundesregierung.de/breg-en/news/amendment-of-the-renewables-act-2060448>. Acesso em: 10 dez. 2024.

ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis). **Nota Técnica nº 08/2022/SAG: Classificação de modelos exploratórios.** 2022. Disponível em:

<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/estudos-geologicos-e-geofisicos/arquivos-classificacao-de-modelos-exploratorios/nota-tecnica-08-2022-sag.pdf>. Acesso em: 10 dez. 2024.

CAMARGO, Leticia. Greenwashing legislativo: a contradição no projeto de lei das eólicas offshore no mar. **Brasil de Fato**, 2 dez. 2024. Disponível em:

<https://www.brasildefatodf.com.br/2024/12/02/greenwashing-legislativo-a-contradicao-no-projeto-de-lei-das-eolicas-offshore-no-mar>. Acesso em: 10 dez. 2024.

COLLIER, U.; GORINI, R. World Energy Transitions Outlook 2024 1.5°C Pathway. **Annual Report of International Renewable Energy Agency (IRENA)**. Abu Dhabi, 2024. Disponível em: www.irena.org/publications. Acesso em: 5 dez. 2024.

DEDECCA, J. G.; HAKVOORT, R. A.; ORTT, J. R. Market strategies for offshore wind in Europe: A development and diffusion perspective. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 66, p. 286-296, 2016. ISSN 1364-0321. Disponível em:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032116304233>. Acesso em: 30 nov. 2024.

DENG, Xi; XU, Weixin; XU, Yifan; SHAO, Yingquan; WU, Xiangyuan; YUAN, Wenping; QIN, Zhangcai. Offshore wind power in China: A potential solution to electricity transformation and carbon neutrality. **Fundamental Research**, v. 4, n. 5, p. 1206-1215, 2024. Disponível em:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S266732582200440X>. Acesso em: 5 dez. 2024.

DESALEGN, B.; GEBEYEHU, D.; TAMRAT, B. Onshore versus offshore wind power trends and recent study practices in modeling of wind turbines' life-cycle impact assessments. **Cleaner Engineering and Technology**, v. 17, p. 100691, 2023. Disponível em:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666790823000964>. Acesso em: 30 nov. 2024.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética). **Dashboard de Geração e Consumo de Energia**. 2024. Disponível em: <https://gisepeprd2.epe.gov.br/arcgisportal/apps/dashboards/d520ad94eadc48b18da1ef2fa409866b>. Acesso em: 10 dez. 2024.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética). **Roadmap Eólica Offshore Brasil** v. R2. p., 2020. 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: 10 dez. 2024.

FENG, R. China's energy security and geopolitical imperatives: Implications for formulating national climate policy. **Next Energy**, v. 2, p. 100034, 2024. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2949821X23000339>. Acesso em: 10 dez. 2024.

FSET Consultoria em Energia. O que é curtailment e por que esse é o novo pesadelo do setor elétrico. **Eixos**, 2024. Disponível em: <https://eixos.com.br/politica/o-que-e-curtailment-e-por-que-esse-e-o-novo-pesadelo-d-o-setor-eletrico/>. Acesso em: 15 dez. 2024.

GWEC (Global Wind Energy Council). **Global Wind Workforce Outlook 2024-2028**. 2024. Disponível em: <https://gwec.net/wp-content/uploads/2024/11/Global-Wind-Workforce-Outlook-2024-28-FINAL-VERSION.pdf>. Acesso em: 10 dez. 2024.

HUGHES, Llewelyn; CHENG, Wenting; DO, Thang Nam; GAO, Anton Ming-Zhi; GOSENS, Jorrit; KIM, Sung-Young; LONGDEN, Thomas. Governing offshore wind: is an 'Asia-Pacific Model' emerging? **Climate Policy**, p. 1-11, 2024. Disponível em: <https://www.tandfonline.com/doi/pdf/10.1080/14693062.2024.2359010>. Acesso em: 25 nov. 2024.

JENKINSON, Orlando. Europe faces offshore wind bottlenecks without new investment – analyst. **Windpower Monthly**, 6 dez 2024. Disponível em: <https://www.windpowermonthly.com/article/1898972/europe-faces-offshore-wind-bottlenecks-without-new-investment-%E2%80%93-analyst>. Acesso em: 8 dez. 2024.

JUÁREZ, Alberto Aquino; ARAÚJO, Alex Maurício; ROHATGI, Janardan Singh; OLIVEIRA FILHO, Oyama Douglas Queiroz de. Development of the wind power in Brazil: Political, social and technical issues. **Renewable and sustainable energy reviews**, v. 39, p. 828-834, 2014. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032114005383>. Acesso em: 30 nov. 2024.

KONSTANTINIDIS, E.; BOTSARIS, P. Wind turbines: current status, obstacles, trends and technologies. **20th Innovative Manufacturing Engineering and Energy Conference (IManEE) 2016**, IOP Publishing. p. 012079. Disponível em: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1757-899X/161/1/012079/pdf> . Acesso em: 30 nov. 2024.

MCCOY, Angel; MUSIAL, Walter; HAMMOND, Rob; HERNANDO, Daniel Mulas; DUFFY, Patrick; BEITER, Philipp; PÉREZ, Paula; BARANOWSKI, Ruth; REBER, Gage; SPITSEN, Paul. Offshore Wind Market Report 2024. **National Renewable Energy Laboratory NREL**. 2024. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy24osti/90525.pdf>. Acesso em: 8 dez. 2024.

RAJGOR, Gail. Global tenders for offshore wind top 60GW in 2024. **Wind Power Monthly**, 2024. Disponível em: <https://www.windpowermonthly.com/article/1864834/global-tenders-offshore-wind-top-60gw-2024>. Acesso em: 10 dez. 2024.

SENADOR WEVERTON. **Parecer Legislativo**. Comissão de Serviços de Infraestrutura. SF/24604.76432-82. 2024. Disponível em: https://legis.senado.leg.br/sdleg-getter/documento?dm=9853961&ts=1733178903797&rendition_principal=S&disposition=inline. Acesso em: 10 dez. 2024.

SOUTO, Poliana. Com divergências entre relator e governo, votação do PL das eólicas offshore é adiada. **Megawhat**, 3 dez. 2024. Disponível em: <https://megawhat.energy/economia-e-politica/congresso/com-divergencias-entre-relator-e-governo-votacao-do-pl-das-eolicas-offshore-e-adiada/>. Acesso em: 6 dez. 2024.

SU, Xing; WANG, Xudong; XU, Wanli; YUAN, Liqian; XIONG, Chunhua; CHEN, Jinmao. Offshore Wind Power: Progress of the Edge Tool, Which Can Promote Sustainable Energy Development. **Sustainability**, v. 16, n. 17, p. 7810, 2024. Disponível em: <https://www.mdpi.com/2071-1050/16/17/7810>. Acesso em: 10 dez. 2024.

TUMSE, Sergen; BILGILI, Mehmet; YILDIRIM, Alper; SAHIN, Besir. Comparative Analysis of Global Onshore and Offshore Wind Energy Characteristics and Potentials. **Sustainability**, v. 16, n. 15, p. 6614, 2024. Disponível em: <https://www.mdpi.com/2071-1050/16/15/6614>. Acesso em: 30 nov. 2024.

YU, S.; GUI, H.; YANG, J. China's provincial wind power potential assessment and its potential contributions to the "dual carbon" targets. **Environmental Science and Pollution Research**, v. 30, n. 5, p. 13094-13117, 2023. Disponível em: <https://link.springer.com/article/10.1007/s11356-022-23021-9>. Acesso em: 10 dez. 2024.

ZHANG, Yuning; TANG, Ningning; NIU, Yuguang; DU, Xiaoze. Wind energy rejection in China: Current status, reasons and perspectives. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 66, p. 322-344, 2016. Disponível em:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211630421X>. Acesso em:
30 nov. 2024.

FEVEREIRO DE 2025

EÓLICAS OFFSHORE

Viabilidade, políticas
e perspectivas

SIGA NOSSAS REDES SOCIAIS

Clique no ícone para ser
redirecionado(a).



CONTATO

✉ redes@ineep.org.br

☎ +55 (21) 97461-8060

ENDEREÇO

📍 Avenida Rio Branco, 133, 21º
andar, Centro - Rio de Janeiro/RJ