

ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PECE – PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA

**Potencial eólico energético offshore brasileiro e seus entraves para
implementação**

WESLEY BERNARDO SANTOS

São Paulo
2022

WESLEY BERNARDO SANTOS

**Potencial eólico energético offshore brasileiro e seus entraves para
implementação**

Monografia para conclusão de curso de
Especialização em Energias Renováveis,
Geração Distribuída e Eficiência
Energética da Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo.

**Orientador: Professor Dr. Demétrio
Cornílios Zachariadis**

São Paulo
2022

RESUMO

Os países em todo o mundo estão agora enfrentando o desafio duplo sem precedentes de garantir o fornecimento seguro de energia e cumprir as metas climáticas para conter os piores efeitos do aquecimento global. A energia eólica offshore representa uma oportunidade chave para os países impulsionarem a transição energética.

A indústria eólica offshore cresceu em média 36% ao ano, nos últimos dez anos, elevando capacidade instalada total 56 GW. Em 2021, estabeleceu um novo recorde na indústria eólica offshore com 21,1 GW em novas instalações conectadas à rede em todo mundo. Há tendência no aumento do tamanho físico e altura das turbinas eólicas offshore, possibilitando alcançar maiores velocidades de vento e evolução tecnológica.

Estima-se que o Brasil possua 697 GW de potencial eólico offshore a ser explorado e a previsão é que até o final desta década o país tenha seus primeiros aerogeradores operando no mar. Avanços regulatórios têm intensificado a quantidade de projetos em análise no IBAMA para obtenção de licenças.

Entretanto, entraves e desafios devem ser superados por investidores e o poder público para implementação da energia eólica offshore no Brasil.

ABSTRACT

Countries around the world are now facing the unprecedented dual challenge of ensuring secure energy supplies and meeting climate targets to contain the worst effects of global warming. Offshore wind energy represents a key opportunity for countries to drive the energy transition.

The offshore wind industry has grown by an average of 36% per year over the last ten years, bringing total installed capacity to 56 GW. In 2021, it set a new record in the offshore wind industry with 21.1 GW in new grid-connected installations worldwide. There is a tendency to increase the physical size and height of offshore wind turbines, making it possible to achieve higher wind speeds and technological evolution.

It is estimated that Brazil has 697 GW of offshore wind potential to be explored and the forecast is that by the end of this decade the country will have its first wind turbines operating at sea. Regulatory advances have intensified the number of projects under analysis by IBAMA in order to obtain licenses.

However, obstacles and challenges must be overcome by investors and public authorities to implement offshore wind energy in Brazil.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABEEÓLICA - Associação Brasileira de Energia Eólica

AEP - Annual Energy Production

ACR - Ambiente de Contratação Regulada

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

APAC - Asia-Pacific

CAGR - Compound Annual Growth Rate

CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

CMADS - Comissão do Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável

CONAMA - Conselho Nacional do Meio Ambiente

COP26 - 26ª Conferência das Nações Unidas sobre Mudança do Clima

CPRM - Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais

CRFB - Constituição da República Federativa do Brasil

DDPMSG - Direct Drive Permanent Magnet Synchronous Generator

DFIG – Double-Fed Induction Generator

DTU - Technical University of Denmark

ECMWF - European Centre for Medium-Range Weather Forecasts

EPE - Empresa de Pesquisa Energética

GWEC - Global Wind Energy Council

HSPMSG - High Speed Permanent Magnet Synchronous Generator

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

IEA - International Energy Agency

IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change

IRENA – International Renewable Energy Agency

LCC - Line Commutated Converter

LCOE - Levelized Cost of Electricity

LFAC - Low Frequency Alternating Current

MSPMSG - Medium Speed Permanent Magnet Synchronous Generator

NREL - National Renewable Energy Laboratory

ONU - Organização das Nações Unidas

PL – Projeto de Lei

PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

SCIG - Squirrel Cage Induction Generator

SIN - Sistema Interligado Nacional

SPU - Secretaria do Patrimônio da União

STATCOM – Static Synchronous Compensator

SVC - Static Var Compensators

VSC - Voltage Source Converter

ZEE – Zona Econômica Exclusiva

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 - Capacidade para cabos de alta tensão	27
Tabela 4.1 - Prazos médios para as diferentes etapas dos projetos eólicos.....	33
Tabela 5.1 - Bases de dados utilizadas.....	35
Tabela 5.2 - Velocidade e faixa de profundidade consideradas nas análises	37
Tabela 5.3 - Fator de capacidade por região	40
Tabela 5.4 - Portos da Região Nordeste	45
Tabela 5.5 - Portos da Região Sul	45
Tabela 5.6 - Portos da Região Sudeste	45
Tabela 5.7 - Portos da Região Norte	46
Tabela 5.8 - Projetos com processos de licenciamento ambiental abertos.....	56

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Total de instalações eólicas offshore por mercado	5
Figura 2.2 - Total de instalações eólicas offshore por região	5
Figura 2.3 - Novas instalações eólicas offshore por mercado	6
Figura 2.4 - Novas instalações offshore 2006-2021 (MW)	7
Figura 2.5 - Perspectiva de novas instalações offshore 2022-2031 (MW)	8
Figura 2.6 - Perspectiva de novas instalações offshore com fundação flutuante 2022-2031 (MW).....	10
Figura 3.1 - Evolução do tamanho de turbinas eólicas (MW).....	12
Figura 3.2 - Tendência da tecnologia de geração das turbinas eólicas offshore.....	14
Figura 3.3 - Capacidade global de fabricação de turbinas eólicas offshore, 2021	15
Figura 3.4 - Exemplos de estruturas com fundação fixa	18
Figura 3.5 - Exemplos de estruturas com fundação flutuante	19
Figura 3.6 - Arranjos típicos da rede coletora. (a) Configuração radial; (b) Configuração em anel; (c) Configuração em anel para situações de emergência; e (d) Combinação otimizada de diferentes configurações.....	21
Figura 3.7 - Sistema de transmissão CA dedicado, típico para parques eólicos próximos a costa	22
Figura 3.8 - Sistema de transmissão CC dedicado, típico para parques eólicos distantes da costa	22
Figura 3.9 - Diagrama esquemático de um possível sistema de transmissão LFCA.	23
Figura 3.10 - Componentes de cabos submarinos. (a) Cabos single-core ou com um condutor por cabo; (b) Cabos three-core ou com três condutores por cabo	25
Figura 4.1 - Comparativo entre valores estimados de CAPEX de várias fontes no contexto brasileiro	29
Figura 4.2 - Divisão de custos típica de projetos de energia eólica onshore.....	30
Figura 4.3 - Divisão de custos típica de projetos de energia eólica offshore.....	31
Figura 4.4 - Categorização de custos de um projeto típico de energia eólica offshore	32
Figura 4.5 - Divisão típica de custos durante o ciclo de vida de um projeto eólico....	34
Figura 5.1 - Metodologia utilizada para estimativa do potencial eólico offshore.....	35
Figura 5.2 - Velocidade do vento a 100 m – Base ERA5	36

Figura 5.3 - Faixas batimétricas registradas para o Brasil	38
Figura 5.4 - Curva de potência da turbina utilizada	39
Figura 5.5 - Estimativa de área aproveitável acumulada por região.....	40
Figura 5.6 - Estimativa de potencial eólico offshore acumulado por região	41
Figura 5.7 - Limites marítimos conforme definido na legislação (a)	49
Figura 5.8 - Limites marítimos conforme definido na legislação (b)	49
Figura 5.9 - Principais tipos de licenças ambientais emitidas no Brasil.....	52
Figura 5.10 - Mapa com processos de licenciamento ambiental abertos.....	57
Figura 5.11 - Mapa com processos de licenciamento ambiental abertos no Maranhão, Piauí e Ceará	57
Figura 5.12 - Mapa com processos de licenciamento ambiental abertos no Ceará e Rio Grande do Norte	58
Figura 5.13 - Mapa com processo de licenciamento ambiental aberto no Espírito Santo e Rio de Janeiro	58
Figura 5.14 - Mapa com processos de licenciamento ambiental abertos no Rio Grande do Sul e Santa Catarina	59
Figura 5.15 - Evolução da demanda de licenciamento.....	60
Figura 5.16 - Capacidade total (MW) dos parques eólicos em licenciamento por Estado	60
Figura 6.1 - Principais questões ambientais associadas à presença física dos aerogeradores offshore	62
Figura 6.2 - Principais questões ambientais associadas à instalação e operação de cabos submarinos	64

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	1
1.1	MOTIVAÇÃO	2
1.2	OBJETIVO	2
1.3	MÉTODO DE PESQUISA	3
2	MERCADO EÓLICO OFFSHORE GLOBAL	4
2.1	POTENCIAL INSTALADO	4
2.2	RITMO DAS INSTALAÇÕES ANUAIS	6
2.3	PERSPECTIVAS DE MERCADO 2022-2031	7
2.4	PERSPECTIVAS DE MERCADO COM FUNDAÇÃO FLUTUANTE 2022-2031	9
3	ASPECTOS TECNOLÓGICOS	11
3.1	TURBINAS EÓLICAS OFFSHORE	11
3.2	FUNDAÇÕES	15
3.2.1	Fundações Fixas	16
3.2.2	Fundações Flutuantes	18
3.3	CONEXÃO ELÉTRICA AO SISTEMA	19
3.3.1	Rede Coletora dos Parques Eólicos Offshore	20
3.3.2	Sistemas de Transmissão	21
3.3.3	Subestações offshore	23
3.3.4	Cabos submarinos	24
4	CUSTOS	28
5	MAPEAMENTO DO POTENCIAL EÓLICO OFFSHORE BRASILEIRO	35
5.1	BRASIL MERCADO PROMISSOR	42
5.2	INFRAESTRUTURA PORTUÁRIA BRASILEIRA	44
5.3	ASPECTOS REGULATÓRIOS PARA PARQUES EÓLICOS OFFSHORE NO BRASIL	46
5.3.1	Projeto de Lei nº 576, de 2021	50
5.3.2	Licenciamento Ambiental de Projetos Eólicos Offshore no Brasil	51
5.4	PARQUES EÓLICOS OFFSHORE EM LICENCIAMENTO NO IBAMA	55
6	ENTRAVES PARA IMPLEMENTAÇÃO	61
6.1	TÓPICOS ASSOCIADOS AOS AEROGERADORES	61

6.2 TÓPICOS ASSOCIADOS AOS CABOS SUBMARINOS	63
6.3 PRINCIPAIS DESAFIOS.....	65
7 CONCLUSÃO	68
REFERÊNCIAS	69

1 INTRODUÇÃO

Recentemente, consumidores a nível global, tiveram que suportar o peso do preço dos combustíveis e da energia, bem como a inflação associada, criando uma crise de custo de vida sentida em todos os cantos do mundo. Também viu recorde emissões e aumentos de temperatura, e advertências cada vez mais graves de órgãos climáticos internacionais, conforme incluído no último relatório do IPCC.

Acredita-se que a única maneira permanente de resolver os desafios de segurança energética, mudança climática e acessibilidade é uma transição acelerada de combustíveis fósseis voláteis para renováveis. A energia eólica offshore é uma opção para a transição energética em escala, criando empregos nacionais e locais significativos e crescimento econômico e empregos, e reduzindo os preços da energia, ao mesmo tempo em que apoia a segurança energética. 21,1 GW de energia eólica offshore foram conectados à rede, tornando 2021 o melhor ano de todos os tempos para a indústria eólica offshore. 2022 também deve ser um ano recorde para o crescimento eólico offshore em todo o mundo.

Os formuladores de políticas estão agora despertando para as oportunidades que a energia eólica offshore pode oferecer. Os últimos meses após a COP26 viram uma rápida expansão da ambição para a energia eólica offshore em todo o mundo. Muitos governos estabelecerem metas eólicas offshore pela primeira vez ou metas crescentes em resposta à crise energética. Fundamentalmente, os governos também estão começando a implementar as estruturas políticas corretas para atingir seus objetivos. Também vimos a publicação do Decreto 10.946/2022 no Brasil, que estabelece as bases regulatórias para a energia eólica offshore e, na Colômbia, o governo está avançando em direção a uma estrutura de arrendamento do fundo do mar.

Por exemplo, a Comissão Europeia lançou recentemente o plano REPowerEU, com o objetivo de alcançar a independência da Europa dos combustíveis fósseis russos bem antes de 2030. A Declaração de Esbjerg das nações do Mar do Norte, Dinamarca, Holanda, Bélgica e Alemanha, estabeleceu uma nova meta de 150 GW de energia eólica offshore até 2050. Também vimos o governo do Reino Unido aumentar sua meta eólica offshore em mais 10 GW, para 50 GW até 2030; e o Vietnã

tem como meta um enorme aumento de energia eólica offshore em seu PDP8 (Plano de Desenvolvimento de Energia 8). Nos Estados Unidos, o potencial eólico offshore anunciado as metas de aquisição em nível estadual aumentaram 28,6% para quase 50 GW em um ano. Na Austrália, o Governo do Estado de Victoria estabeleceu uma meta de 9 GW de energia eólica offshore até 2030.

Coletivamente, esse aumento do interesse está levando as metas principais para a energia eólica offshore perto dos 380 GW até 2030 que GWEC e IRENA propuseram em seu Pacto de Energia da ONU em 2021. No entanto, os formuladores de políticas e a indústria agora precisarão fazer um esforço gigantesco para garantir que essas metas sejam cumpridas, pois isso exigirá cerca de 70 GW de instalações por ano, em comparação para o nível atual de cerca de 20 GW. Até agora, apenas a China se mostrou capaz de construir perto dos níveis necessários para cumprir suas metas. Muitos países, como Coreia do Sul, Vietnã, Índia e Brasil, têm ambições impressionantes, mas são relativamente novos em energia eólica offshore.

Não há mais dúvidas de que a energia eólica offshore em grande escala será uma parte importante do futuro sistema elétrico descarbonizado. Governos na Europa, na Ásia, Pacífico, os EUA e outros países estão buscando a energia eólica offshore como um meio de diversificar e descarbonizar seu suprimento de energia. A energia eólica offshore está pronta para desempenhar seu papel na mitigação das mudanças climáticas e no combate à crise de energia.

1.1 MOTIVAÇÃO

A energia eólica offshore, mundialmente, tem sido uma opção cada vez mais viável para geração de energia renovável, em resposta às preocupações de políticas ambientais e por avanços tecnológicos desenvolvidos em locais com projetos implantados. Dessa forma, busca-se entender sobre o potencial energético de parque eólico instalado no mar a ser explorado no Brasil.

1.2 OBJETIVO

Estabelecer discussões sobre a fonte de energia eólica offshore no Brasil frente ao crescimento no cenário internacional, identificar quais regiões possuem potencial destaque, quais projetos estão em andamento ou fase de licenciamento, custos estimados de construção, operação e manutenção, além da abordagem sobre barreiras e desafios a serem enfrentados para sua implementação.

1.3 MÉTODO DE PESQUISA

Utilização de referências internacionais e nacionais, por meio de relatórios, artigos publicados, órgãos governamentais estratégicos e regulatórios, no intuito de exploração de dados e informações, afim de estimar e mapear o potencial energético eólico offshore brasileiro; compreensão sobre a complexidade e os entraves de implementação; projetos em estudo sobre o tema.

2 MERCADO EÓLICO OFFSHORE GLOBAL

2.1 POTENCIAL INSTALADO

O mercado offshore global cresceu em média 36% ao ano na última década, conforme Figura 2.4, elevando as instalações totais para 56 GW. O que representou quase 7% da capacidade eólica global total no final de 2021. No total de instalações, o primeiro lugar é ocupado pelo Reino Unido desde 2009, mas, como previsto pelo GWEC, a China assumiu a posição de liderança até o final de 2021, conforme Figura 2.1.

Os outros mercados entre os cinco principais globais são: Alemanha, Holanda e Dinamarca. A Europa continua a ser o maior mercado regional de energia eólica offshore no final de 2021, conforme Figura 2.2. A região foi responsável por 50,4% do total das instalações eólicas offshore globais acumuladas, 18% abaixo do ano anterior. A queda acentuada de sua participação de mercado deve-se principalmente ao notável crescimento dos setores offshore na China e Vietnã em 2021. Como a segunda maior do mundo mercado regional, a Ásia está atrás da Europa em menos de 1% em instalações acumuladas. A China é o maior mercado da região, seguido pelo Vietnã, Taiwan, Coreia do Sul e Japão. Fora da Europa e Ásia, América do Norte tem 42 MW de energia eólica offshore em operação desde o final do ano passado a partir do parque eólico Block Island localizado nos EUA.

A partir de 2021, um total de 121,4 MW de energia eólica com fundação flutuante está instalada globalmente, dos quais 78 MW estão localizados no Reino Unido, 25 MW em Portugal, 5,9 na Noruega, 5,5 MW na China, 5 MW no Japão e 2 MW em França.

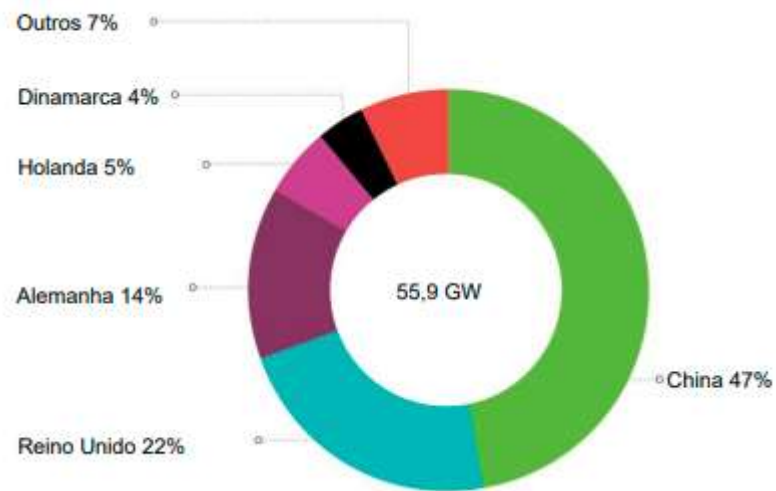


Figura 2.1 - Total de instalações eólicas offshore por mercado

Fonte: GWEC, 2022



Figura 2.2 - Total de instalações eólicas offshore por região

Fonte: GWEC, 2022

2.2 RITMO DAS INSTALAÇÕES ANUAIS

Em 2021 21,1 GW de eólico offshore tornou-se conectado à rede em todo mundo, estabelecendo um novo recorde na indústria eólica offshore. A China liderou o mundo em instalações eólicas offshore no quarto ano consecutivo com quase 17 GW de nova capacidade conectada em 2021, conforme Figura 2.3. Esse surpreendente nível de crescimento foi impulsionado pelo Feed-in-Tariff (FiTs) para energia eólica offshore. Com 3,3 GW de energia eólica offshore adicionada em 2021.

A Europa foi responsável pela maior parte da nova capacidade instalada restante. O Reino Unido instalou 2,3 GW de novas usinas eólica offshore em 2021, tornando-se o maior mercado eólico offshore europeu, seguido pela Dinamarca (608 MW) e Holanda (392 MW). Fora da China e da Europa, dois outros países registraram novas instalações eólicas offshore em 2021: Vietnã (779 MW) e Taiwan (109 MW). Os Estados Unidos são o único mercado com projeto offshore em operação nas Américas, mas nenhum projeto offshore foi construído em 2021.

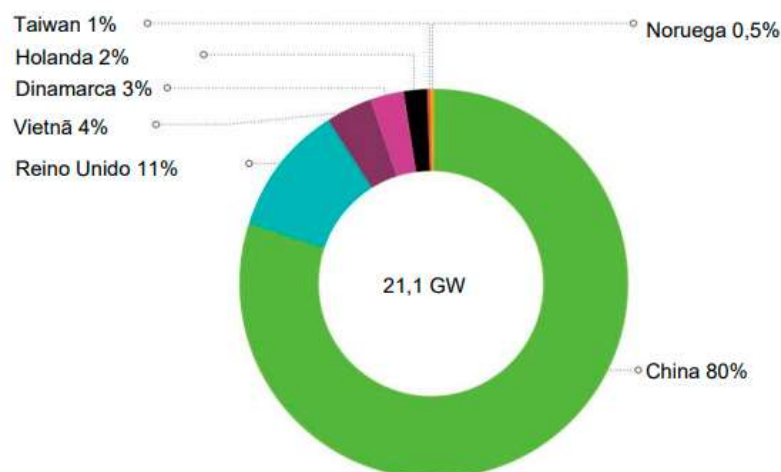


Figura 2.3 - Novas instalações eólicas offshore por mercado

Fonte: GWEC, 2022

Em 2021 57,1 MW de turbinas com fundação flutuante foram instaladas, dos quais 48 MW no Reino Unido, 5,5 MW na China e 3,6 MW na Noruega.

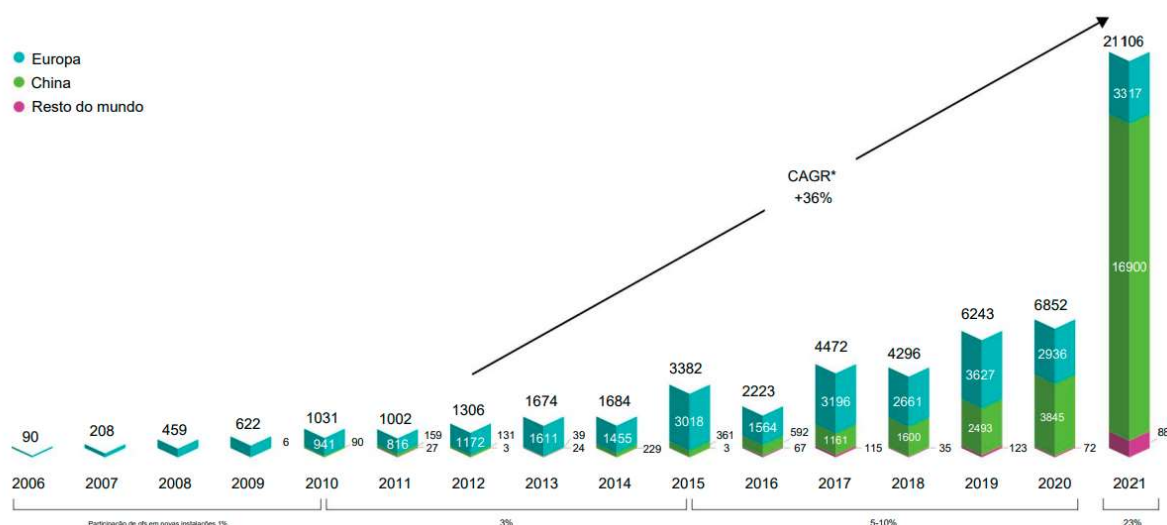


Figura 2.4 - Novas instalações offshore 2006-2021 (MW)

Fonte: GWEC, 2022

2.3 PERSPECTIVAS DE MERCADO 2022-2031

Compromissos impulsionados pela COP26, juntamente com a urgência de política para alcançar a independência energética de petróleo e gás da Rússia e a volatilidade dos combustíveis fósseis em geral desencadeada pela invasão da Ucrânia pela Rússia, as perspectivas do mercado global de energia eólica offshore é extremamente promissor no médio e longo prazo. De acordo com a Figura 2.5, com uma taxa de crescimento anual média composta esperada de 6,3% até 2026 e 13,9% até o início da próxima década, espera-se que novas instalações ultrapassem os marcos de 30 GW em 2027 e 50 GW até o final desta década.

Esse panorama reflete as atuais metas nacionais e regionais declaradas. É altamente provável que essas metas aumentem ainda mais. Por outro lado, existe atualmente uma lacuna de implementação entre as metas declaradas e a taxa de instalações anuais. Espera-se que mais de 315 GW de nova capacidade eólica offshore seja adicionada na próxima década (2022-2031), elevando a capacidade

eólica offshore total para 370 GW até o final de 2031. 29% desse novo volume será instalado na primeira metade da década (2022-2026) com o restante a ser conectado no segundo semestre (2027-2031). Espera-se que o volume anual de instalações eólicas offshore mais que dobre de 21,1 GW em 2021 para 54,9 GW em 2031, elevando a participação offshore de novas instalações globais de 23% em 2021 para 32% até 2031.

Embora a Ásia substitua a Europa como o maior mercado regional de energia eólica offshore do mundo por instalações cumulativas até o final de 2022, espera-se que a Europa recupere esse título a partir de 2031, superando os marcos de 10 GW em 2026 e 25 GW em 2030. A América do Norte continuará sendo o terceiro maior mercado eólico offshore até 2031, seguido pela região do Pacífico e América Latina. No curto prazo (2021-2024), a maior parte do crescimento fora da Europa virá da Ásia, principalmente China e Taiwan. A contribuição da América do Norte (principalmente os EUA) crescerá em importância a partir de 2025, enquanto um volume considerável é improvável de surgir na América Latina (Brasil) e região do Pacífico (Austrália) até o final desta década.

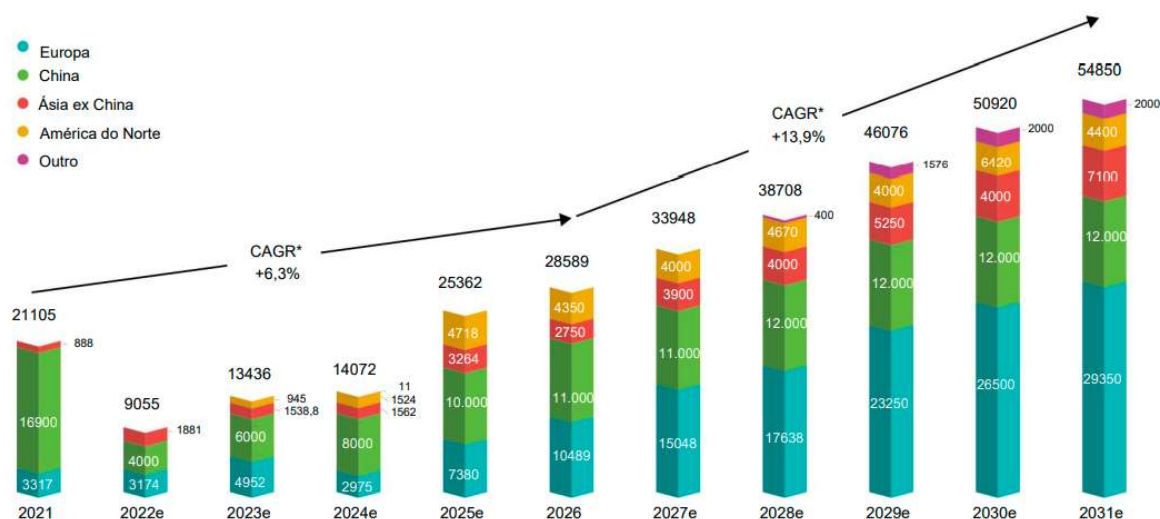


Figura 2.5 - Perspectiva de novas instalações offshore 2022-2031 (MW)

Fonte: GWEC Market Intelligence, 2022

2.4 PERSPECTIVAS DE MERCADO COM FUNDAÇÃO FLUTUANTE 2022-2031

Cerca de 80% dos recursos e potencial de energia eólica offshore do mundo está em águas mais profundas do que 60 m, mas no final de 2021 apenas 121,4 MW de capacidade eólica com fundação flutuante estavam em operação em todo o mundo, representando 0,2% do total da capacidade de energia eólica offshore instalada. No entanto, progressos significativos foram feitos desde a primeira turbina eólica offshore flutuante de escala MW foi conectada à rede na Noruega em 2009. Após uma década de testes, primeiro na Europa e depois na Ásia, a eólica flutuante já passou da fase de demonstração e entrou na fase pré-comercial.

A capacidade eólica offshore com fundação flutuante global já atinge 120 GW. No Reino Unido, por exemplo, 15 GW de projetos eólicos flutuantes venceram a rodada de arrendamento ScotWind com outros 4 GW de capacidade eólica flutuante que devem ser desbloqueados do arrendamento proposto no fundo do mar no Mar Céltico. Este desenvolvimento, sem dúvida, abriu o caminho, tão necessário, para a comercialização da eólica flutuante. Atualmente o Reino Unido, Portugal, Japão, Noruega e China são os cinco principais mercados de instalações eólicas flutuantes. Até o final desta década, o Reino Unido, Coreia do Sul, Estados Unidos, Espanha e Irlanda provavelmente serão os cinco principais mercados de eólica flutuante.

Considerando que a energia eólica com fundação flutuante será totalmente comercializada no final desta década, de acordo com a Figura 2.6, a previsão é que 28,7 GW de nova capacidade eólica flutuante serão adicionados em 2022-2031, dos quais menos de 10% (ou 2,7 GW) serão construídos na primeira metade da década e a maioria (90%) do novo volume estará adicionado em 2027-2031. No que diz respeito à distribuição regional, estima-se que Europa contribua com 59,2% do total de instalações adicionadas em 2022-2031, seguido pela Ásia (29,4%) e América do Norte (11,4%). A partir do final de 2031, um total de 28,8 GW de energia eólica flutuante deverá ser instalado em todo o mundo, trazendo sua contribuição para o total de instalações eólicas offshore dos atuais 0,2% para 7,8%.

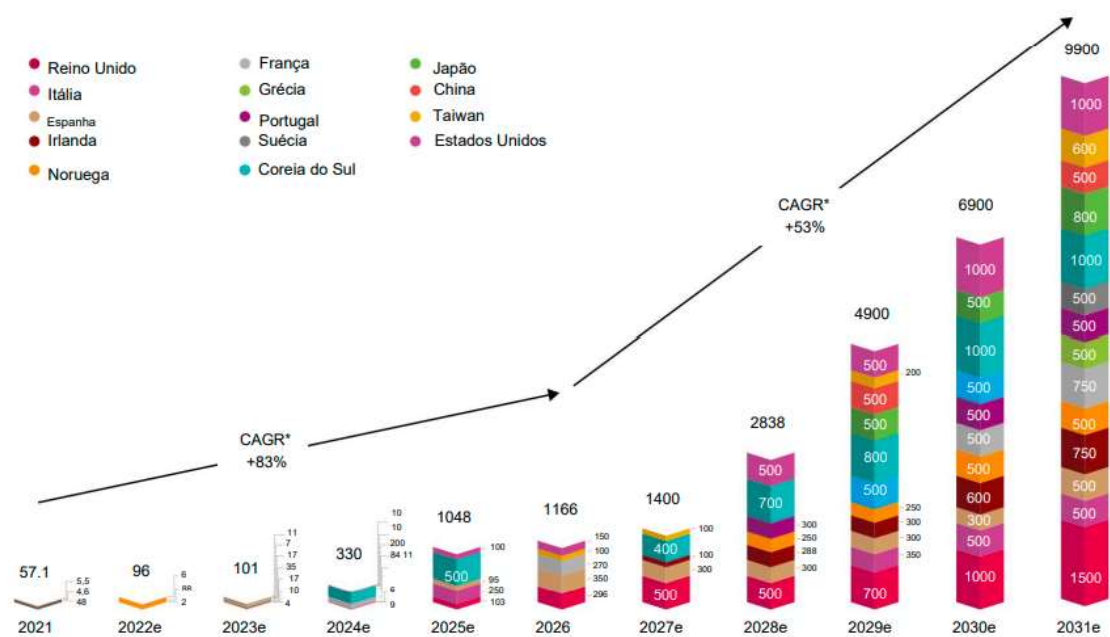


Figura 2.6 - Perspectiva de novas instalações offshore com fundação flutuante 2022-2031 (MW)

Fonte: GWEC Market Intelligence, 2022

3 ASPECTOS TECNOLÓGICOS

3.1 TURBINAS EÓLICAS OFFSHORE

As turbinas eólicas são responsáveis por aproveitar a energia cinética do vento a partir da força motriz que faz girar as pás e desenvolve a energia mecânica para gerar a eletricidade (ARSHAD & O'KELLY,2013), sendo compostas basicamente por rotor, nacele e torre. Dois fatores que podem influenciar a capacidade de geração de energia pelas turbinas são o diâmetro do rotor e a altura da torre, podendo alcançar assim maiores velocidades de vento. Embora os projetos eólicos offshore utilizem uma tecnologia fundamentalmente semelhante à dos projetos eólicos onshore, as instalações offshore possuem algumas vantagens como, por exemplo, a capacidade de explorar velocidades de vento mais constantes e com maiores velocidades, e ter menos restrições na área e distância do solo. Como resultado, os tamanhos dos projetos e as turbinas eólicas são geralmente maiores e os indicadores de desempenho desses parques geralmente são melhores (IEA, 2018b).

As turbinas eólicas offshore foram inicialmente baseadas nas turbinas utilizadas em projetos onshore, mas, com as particularidades do recurso, projetos de equipamentos específicos foram sendo desenvolvidos. As turbinas offshore utilizadas têm sido aprimoradas constantemente, assim como o conhecimento sobre as condições de operação no mar (IRENA, 2012). A Figura 3.1 apresenta a evolução do diâmetro e potência das turbinas instaladas em parques eólicos offshore.

Uma tendência das turbinas eólicas offshore é o aumento do seu tamanho físico, tanto em termos de altura quanto em área de varredura (IEA, 2018b). Além disso, as pás mais longas permitem uma maior área de varredura e possibilitam atingir maiores capacidades nominais. No entanto, por estar em ambiente marinho, os componentes devem ser projetados contra o efeito de corrosão, e para a ação das ondas e marés.

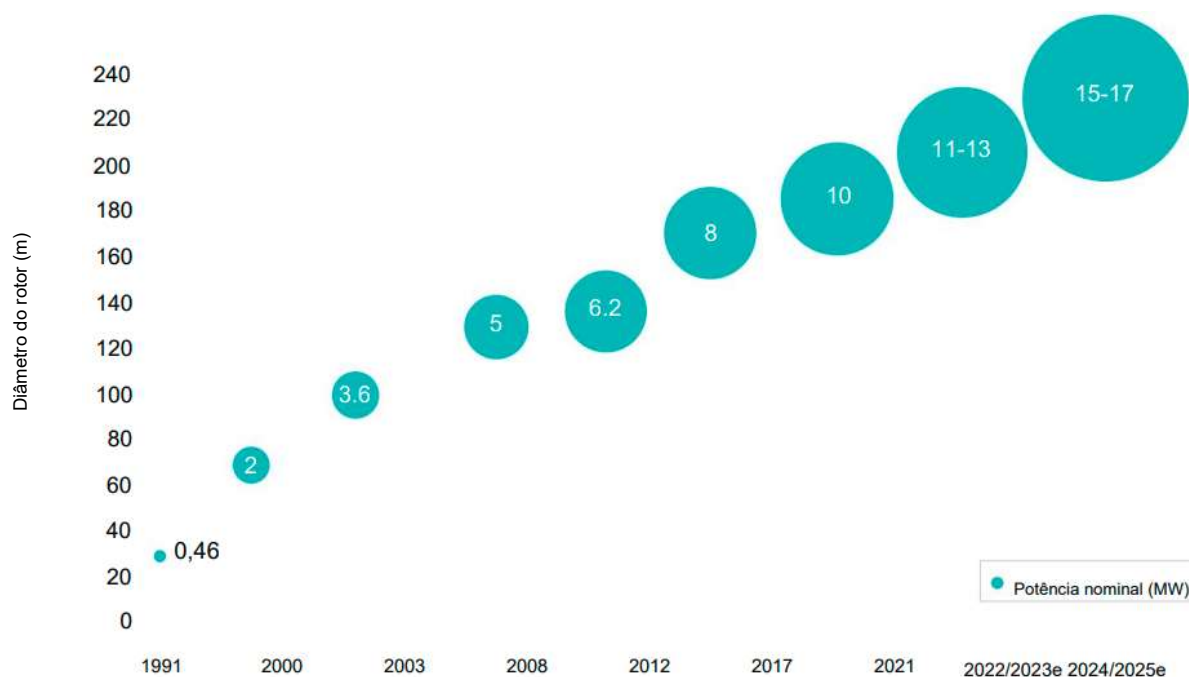


Figura 3.1 - Evolução do tamanho de turbinas eólicas (MW)

Fonte: GWEC Market Intelligence, 2022

Desde a primeira turbina de energia eólica offshore do mundo, a Bonus B35-450kW, instalada na costa da cidade de Vindeby, na Dinamarca, no ano de 1991, a potência nominal das turbinas eólicas offshore cresceu significativamente. A capacidade média global das turbinas eólicas offshore ultrapassou a marca de 1,5 MW em 2000, 2,5 MW em 2005 e 6,0 MW em 2020. Em relação a China e Vietnã, a potência média de turbinas para novas instalações atingiu 8,1 MW em 2021 e espera-se que ultrapasse a marca de 12 MW em 2025.

O aumento da potência nominal e do diâmetro do rotor para turbinas eólica offshore tem sido impulsionado principalmente pelos seguintes fatores:

- Pressão para reduzir o custo nivelado de energia (LCOE) para tornar a energia eólica offshore uma fonte de energia competitiva. Para reduzir o LCOE, o tamanho é importante, uma turbina maior tem uma potência mais alta, lâmina mais longa e uma torre mais alta, o aumento da capacidade técnica aumenta a produção anual de energia (AEP).

Por exemplo, o mais novo modelo offshore da Siemens Gamesa, o SG 14-236 DD, pode aumentar a produção anual em mais de 30% em comparação com seu

antecessor, o SG 11-200 DD. De acordo com a BloombergNEF, o LCOE médio offshore global caiu mais de 65% nos últimos dez anos, um dos principais contribuintes para isso foi a escala que a implantação das novas turbinas eólicas offshore superdimensionadas podem alcançar.

- Economia de CAPEX para fundações, cabos e instalação. Embora uma turbina de maior capacidade tenha custo mais elevado, uma pesquisa recente da Rystad Energy estimou que a instalação de uma turbina de 14 MW em um parque eólico offshore de 1 GW resultaria em economia de quase US\$ 100 milhões em comparação à instalação de uma turbina de 10 MW, atualmente disponível.

- Economia de OPEX devido a menos unidades de turbina. Os custos de O&M representam aproximadamente 25-30% dos custos totais do ciclo de vida do projeto. Menos unidades significa menos componentes, bem como a necessidade de menos embarcações e menos técnicos.

A Figura 3.2 apresenta que quatro tecnologias de aerogeradores diferentes foram usadas na indústria de energia eólica offshore nas últimas três décadas. Atualmente, no entanto, a turbina de acionamento direto com um gerador síncrono de ímã permanente (DD PMSG) e a turbina de velocidade média com um gerador síncrono de ímã permanente (MS PMSG) são as duas principais tecnologias de geração na Europa, cada uma com participação de mercado quase igual em 2021. A China, além dessas duas tecnologias, possui os aerogeradores convencionais de alta velocidade com gerador de indução de alimentação dupla (DFIG), gerador de indução de gaiola de esquilo (SCIG), gerador síncrono de ímã permanente de alta velocidade (HS PMSG). A tecnologia SCIG convencional é a solução com a maior participação de mercado na China até 2021. A tecnologia DD PMSG começou a ganhar participação no mercado offshore chinês a partir de 2017 e tornou-se a tecnologia mais utilizada em 2021.

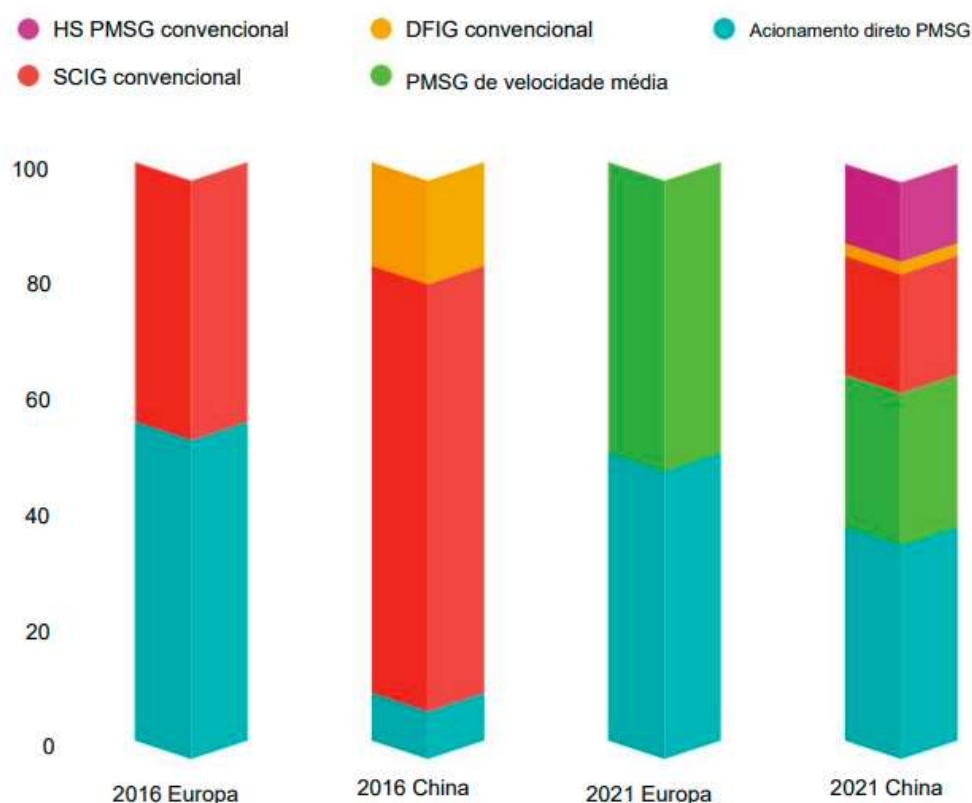


Figura 3.2 - Tendência da tecnologia de geração das turbinas eólicas offshore

Fonte: GWEC Market Intelligence, 2022

Em relação aos principais fabricantes de turbinas eólicas offshore, cabe destacar: Vestas, GE Renewables, Siemens Gamesa Renewable Energy, Sewind, Senvion e Sinovel.

Segundo a Global da GWEC Market Intelligence (2021), 10 fabricantes instalaram 3.340 unidades de turbinas eólicas offshore em 2021, tornando-se um ano recorde na entrega de turbinas eólicas offshore. Dos 10 fabricantes, 7 estão sediados na China, 2 na Europa e 1 no Japão. Graças a um nível surpreendente de crescimento de energia eólica offshore na China, os fabricantes chineses dominaram os rankings de energia eólica offshore em 2021 e, pela primeira vez, Siemens Gamesa e Vestas não estão entre os três principais fabricantes. No entanto, o mercado global de energia eólica offshore, excluindo a China, foi dominado pela Siemens Gamesa, Vestas e, mais recentemente, pela GE Renewable Energy e, até 2021, nenhuma turbina eólica offshore chinesa foi instalada fora da China.

Globalmente, 16 fabricantes de turbinas eólicas ainda estão ativos no setor offshore, dos quais 10 estão baseados na China. Isso torna a China a maior base de fabricação de turbinas offshore, seguida pela Europa (incluindo Dinamarca, Alemanha, França e Reino Unido), Taiwan, Coreia do Sul e Japão, como mostra a Figura 3.3.

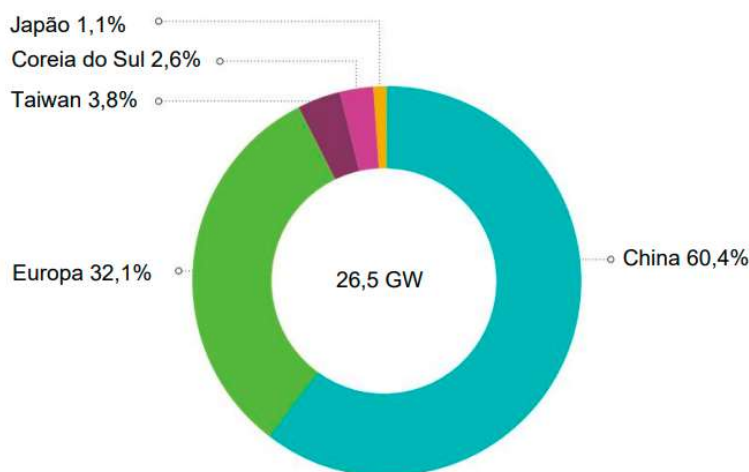


Figura 3.3 - Capacidade global de fabricação de turbinas eólicas offshore, 2021

Fonte: GWEC, 2022

3.2 FUNDAÇÕES

A estrutura usualmente encontrada para turbinas offshore possui duas partes distintas: uma situada sobre o nível do mar e bastante semelhante às que se encontram acima do terreno nas estruturas onshore, e outra sob o nível do mar. Assim, a fundação offshore é definida como toda a estrutura de suporte para a instalação da turbina eólica no mar, ou seja, toda a estrutura abaixo da linha do mar. A fundação fornece suporte para a turbina eólica, transferindo as cargas da turbina no nível da interface da torre (normalmente cerca de 20m acima do nível da água) para o fundo do mar onde as cargas são reagidas. A fundação também fornece o conduíte para os cabos elétricos.

As fundações de projetos eólicos offshore estão evoluindo para atender as novas demandas associadas a águas mais profundas e a turbinas maiores e mais pesadas. As fundações de estruturas eólicas offshore podem ser divididas pela profundidade de instalação ou pelo tipo de fixação no fundo do oceano, fixos ou flutuantes.

3.2.1 Fundações Fixas

- **Monopile**

O monopile é, hoje em dia, o mais utilizado dentre os tipos disponíveis de fundação para eólicas offshore, principalmente pela sua simplicidade, consistindo em um tubo metálico único, com diâmetro variando de 3,5 a 4,5 m (IRENA, 2018a). Não requer preparação do solo marinho e é cravada ao solo com a aplicação de pressão no sentido descendente, não sendo por isso recomendado para fundações em rocha. Este tipo de fundação evoluiu significativamente, sendo o mais competitivo em termos de custo – mesmo com turbinas maiores e em profundidades superiores a 35 m (IRENA, 2016b).

- **Gravity Base**

Consiste em uma base em concreto, instalada de forma a estrutura total da turbina ser estabilizada pelo efeito da gravidade. Seu design é apropriado para águas rasas e com solo marinho plano. Para ajudar na estabilidade é comum colocar blocos de rocha apoiados na base, o que também combate a erosão. Podem ser transportadas para o local de instalação por rebocadores, diminuindo o custo de instalação.

- **Suction Bucket**

Combina as propriedades de uma fundação monopile e uma gravity base, com a base da estrutura oca. Após o apoio da estrutura no fundo do mar, procede-se a sucção da água de dentro da base, fazendo com que a casca metálica crave no subsolo por meio da diferença de pressão e do peso da fundação. Este efeito somado ao peso da fundação é o responsável por manter estabilidade da estrutura.

- **Tripod e Tri-pile**

Estas fundações trazem um pouco da expertise da indústria do petróleo e gás para as eólicas offshore. O tipo tripod trata-se de uma estrutura tubular com um tripé, onde os pés são fixados no fundo do mar por cravação, de forma semelhante à fundação monopile. Este tripé é conectado a uma seção tubular principal central, que faz a conexão com a torre da turbina. Esta estrutura é mais estável que o monopile, mas não é tão utilizada por apresentar maior dificuldade para transporte.

O tipo de fundação tri-pile é semelhante à tripod, podendo ser confundida com a mesma. Esta fundação é feita por três tubos de aço tubular, que se estendem até ao fundo do mar, e uma peça de transição colocada sobre eles, onde também é conectada à turbina. A junção entre as tubulações e a peça de transição é realizada de forma permanente.

- Jacket

Também oriunda da indústria de petróleo e gás, a sua utilização em eólicas offshore é recente. O tripé utilizado nas fundações tripod é substituído por uma estrutura treliçada, denominada jaqueta (jacket), com pés fixados por perfuração. Esta fundação tem a vantagem de ter maior resistência contra ondas, ideal para águas mais profundas e adequada para turbinas de grande porte por sua estabilidade. No entanto, seus custos de construção e transporte são superiores aos dos outros tipos de fundações fixas (IRENA, 2018a).

- High-rise Pile Cap

Consiste em uma fundação com várias estacas, unidas por estrutura superior ou plataforma. A plataforma combina a turbina e a fundação de estacas, desempenhando o papel de transferência de esforços (LI et al., 2017).

Exemplos de fundações fixas são apresentados na Figura 3.4.

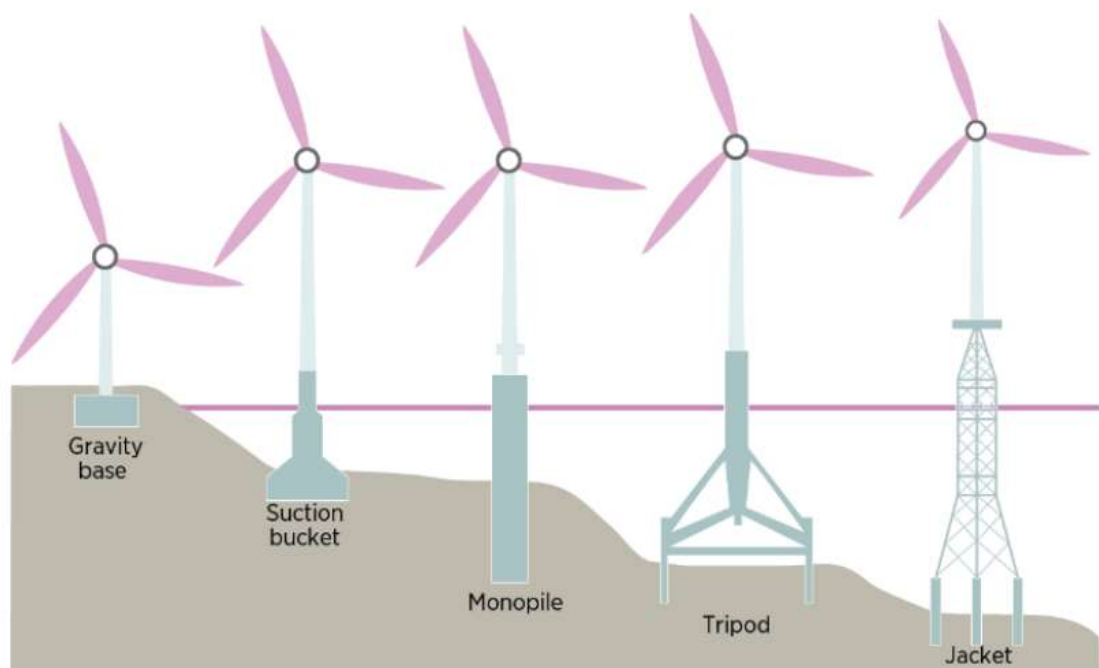


Figura 3.4 - Exemplos de estruturas com fundação fixa

Fonte: EPE, 2020

3.2.2 Fundações Flutuantes

- Tension Leg Platform

Estrutura flutuante ancorada ao fundo do mar por cabos tensionados, normalmente fixadas ao leito marinho por meio de estacas de sucção. Pode ser montada em terra e transportada para o local, mas o transporte é um pouco dificultado pela sua pouca estabilidade, necessitando, em alguns casos, a utilização de embarcações especiais. Recomendada para profundidades de 50 a 60 m (IRENA, 2016a).

- Spar-Submersible (Semi-Sub)

Trata-se de uma estrutura tripla que se assemelha à base de fundações tripod, fixadas por meio de âncoras ou linhas catenárias (linhas de base fixa). As colunas fornecem certa estabilidade hidrostática e flutuabilidade. Podem ser transportadas de

forma totalmente montadas, por navios rebocadores convencionais. Possuem pouca estabilidade a movimentos críticos de onda (IRENA, 2016a).

- Spar-Buoy

Com design simples e menor custo de instalação dentre as estruturas flutuantes, esse tipo de fundação consiste em um cilindro metálico oco preenchido com água, lastreado de forma a manter seu centro de gravidade abaixo da linha de flutuação. Seu posicionamento e estabilidade são mantidos pela ancoragem no solo marinho, seja por meio de âncoras ou linhas catenárias. Exige embarcações que possam levantar a estrutura, o que atualmente só é possível em águas profundas, sendo mais adequada para profundidades superiores a 100 m (IRENA, 2016a).

Exemplos de fundações flutuantes são apresentados na Figura 3.5.

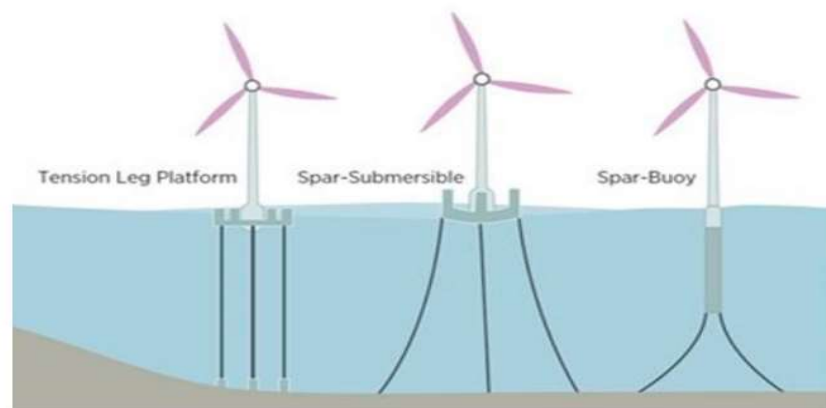


Figura 3.5 - Exemplos de estruturas com fundação flutuante

Fonte: EPE, 2020

3.3 CONEXÃO ELÉTRICA AO SISTEMA

Parques eólicos offshore próximos à costa, com distâncias inferiores a 10 km, possuem custos de transmissão relativamente baixos, o que viabiliza a exploração de potenciais menores, com a instalação de um número pequeno de turbinas. Parques distantes da costa, por outro lado, geralmente só são viáveis se os montantes de energia gerados forem expressivos, dados os elevados custos dos sistemas de

transmissão. A potência elétrica total e a distância em relação à costa são as principais variáveis que determinam a tecnologia de conexão dos parques offshore à rede de transmissão.

A transmissão em corrente alternada (CA) é utilizada para distâncias que variam entre 10 km e 100 km e tem como principal vantagem em relação à tecnologia em corrente contínua (CC) subestações offshore com menores áreas e custos. Essa última (CC), utilizada para distâncias maiores, tem como principal vantagem a redução das perdas elétricas por efeito joule, além da redução do número de cabos condutores necessários para realização da conexão.

3.3.1 Rede Coletora dos Parques Eólicos Offshore

A rede coletora dos parques eólicos offshore é constituída por cabos isolados com a finalidade de conectar os aerogeradores ao sistema de transmissão dedicado. Normalmente, tais parques estão situados a uma distância considerável do litoral, nesses casos à rede coletora se conecta a uma ou mais subestações offshore. No projeto da rede coletora são definidos o nível de tensão a ser utilizado, o arranjo dos circuitos, o dimensionamento dos cabos isolados e demais equipamentos.

Existem diversos arranjos possíveis para essa rede coletora, conforme Figura 3.6, e a configuração adotada é particular a cada projeto. De forma geral, essa topologia é definida visando a minimizar os custos de implantação e das perdas elétricas. Destaca-se, no entanto, que em algumas situações é desejável a existência de redundância com o objetivo de minimizar os riscos de perda de geração devido a falhas nos circuitos.

Os parques eólicos situados próximos à costa podem ter a subestação coletora situada em terra, porém plantas localizadas a mais de 10 km, costumam ser equipadas com uma ou mais subestações offshore, contendo transformações que elevam a tensão, normalmente de 36 kV para níveis mais elevados.

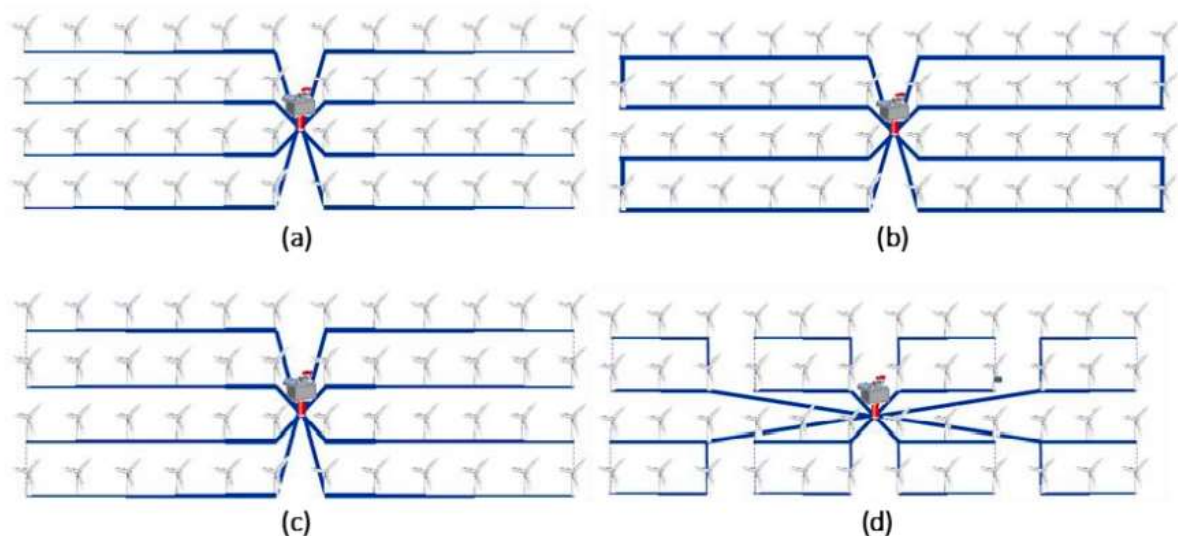


Figura 3.6 - Arranjos típicos da rede coletora. (a) Configuração radial; (b) Configuração em anel; (c) Configuração em anel para situações de emergência; e (d) Combinação otimizada de diferentes configurações

Fonte: EPE, 2020

3.3.2 Sistemas de Transmissão

A integração de usinas eólicas offshore ao sistema elétrico geralmente se dá através de sistemas de transmissão dedicados, e, dada a natureza dos empreendimentos, tanto a definição da tecnologia a ser utilizada, quanto o dimensionamento desses sistemas é parte inerente do projeto. A tecnologia em corrente alternada pode se mostrar vantajosa economicamente para parques relativamente próximos à costa e se mostra adequada para distâncias até cerca de 80 km, como exemplificado na Figura 3.7. Circuitos de transmissão com comprimento superiores podem enfrentar condicionantes técnicos devido às características capacitivas dos cabos submarinos. Vale salientar que existem soluções que permitem que tais circuitos cheguem a comprimentos da ordem de 100 km, através da utilização de equipamentos adicionais, como reatores de linha, equipamentos para mitigar sobretensões de manobra, dentre outros.

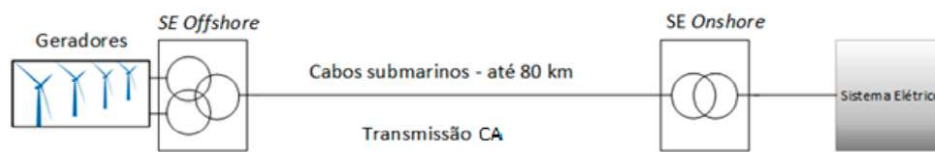


Figura 3.7 - Sistema de transmissão CA dedicado, típico para parques eólicos próximos a costa

Fonte: EPE, 2020

Por outro lado, nos sistemas em corrente contínua, como exemplificado na Figura 3.8, a diferença se dá principalmente na forma como a energia é transportada. Enquanto o sistema coletor permanece em corrente alternada e média tensão, a subestação offshore passa a contar com uma conversora para retificação de corrente ou tensão, que por sua vez é conectada à costa através de cabos submarinos de alta tensão. A tecnologia da conversora também é uma questão importante, podendo ser Line Commutated Converter (LCC) ou Voltage Source Converter (VSC). Dentro da escolha da tecnologia das conversoras existem diversos fatores técnico-econômicos que devem ser levados em conta e são abordados adiante.

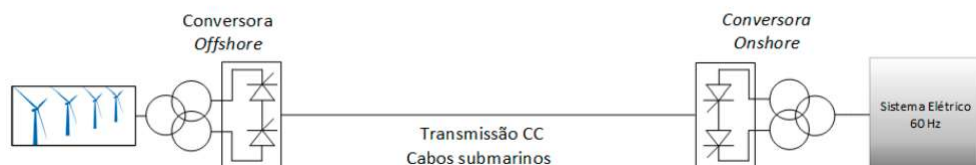


Figura 3.8 - Sistema de transmissão CC dedicado, típico para parques eólicos distantes da costa

Fonte: EPE, 2020

Novas formas de transmissão voltadas à exploração de tais potenciais vêm sendo estudadas como, por exemplo, a transmissão por um modelo híbrido utilizando as tecnologias CA e CC (ROSES & FRANCOIS, 2016) ou por meio da transmissão CA em baixa frequência (LFAC – Low Frequency AC) (CHEN et al., 2013; RUDDY et al., 2016). A tecnologia LFAC permite linhas de comprimentos maiores que as linhas CA em 60 Hz podendo chegar a comprimentos da ordem de 200 km, portanto, se trata de uma alternativa para exploração de potenciais que seriam possíveis apenas através da tecnologia em corrente contínua.

A transmissão em CA em baixa frequência, pela qual se reduz a reatância série e o efeito capacitivo da linha de transmissão, possibilita a redução dos custos de instalação e perdas inerentes às conversoras offshore. Vale destacar que apesar de ser uma tecnologia promissora, ainda não existem redes de transmissão LFAC operando em sistemas offshore, portanto, são necessárias maiores investigações de ordem técnica levando em conta questões como: aumento do tamanho dos transformadores, especificação de filtros, sobretensões frente a manobras, etc.

Exemplo de transmissão em CA em baixa frequência é apresentado na Figura 3.9.

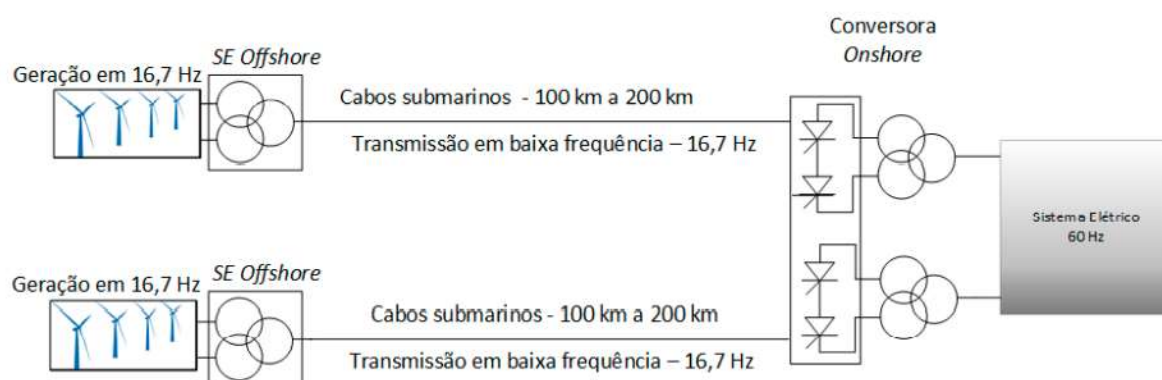


Figura 3.9 - Diagrama esquemático de um possível sistema de transmissão LFCA

Fonte: EPE, 2020

3.3.3 Subestações offshore

As subestações offshore cumprem o papel fundamental de agregar a geração do parque eólico e condicioná-la para transmissão à costa. Geralmente essas estruturas são construídas em plataformas marítimas semelhantes às de exploração de petróleo com algumas adaptações e soluções específicas. Devido às condições ambientais adversas, limitação de peso e de espaço, o projeto adequado dessas subestações é de grande importância.

A estrutura das subestações offshore pode ser dividida em duas partes principais: a fundação ou estrutura de suporte e o topside da plataforma. A fundação de uma

plataforma é geralmente determinada por variáveis do projeto como tipo de solo oceânico e profundidade da água onde a plataforma irá operar.

O principal equipamento de uma subestação HVAC é o transformador de potência e o número requerido desses equipamentos está associado à potência da instalação e à confiabilidade requerida do sistema de transmissão. Instalações especificadas com apenas 1 (um) transformador possuem custos reduzidos, porém, um defeito nesse equipamento implica na perda completa do parque gerador. Alternativamente, a especificação de subestações com mais transformadores associada a uma configuração de barramento em barra dupla pode aumentar a confiabilidade das instalações.

A depender das características da rede elétrica e da distância da subestação em relação à costa, também pode ser necessária a instalação de equipamentos de compensação reativa. Os principais equipamentos utilizados para compensação reativa em subestações offshore são bancos de capacitores, banco de reatores, além de equipamentos baseados em eletrônica de potência como os SVC (static var compensators) e STATCOM (static synchronous compensator).

Ainda sob esse aspecto, destaca-se que as componentes harmônicas produzidas pelos geradores eólicos podem ser bastante elevadas e a injeção dessas componentes no sistema onshore é indesejável. Os componentes harmônicos de baixa ordem podem ainda ser amplificados em razão das capacitâncias dos longos cabos CA e, em alguns casos, podem causar grande perturbação para a própria rede coletora, aumentando os riscos de interações ressonantes entre os cabos e o ponto de conexão. Para mitigar os impactos decorrentes de injeções harmônicas, são empregados filtros passivos ou ativos na subestação de conexão onshore.

Esses filtros passivos são compostos por resistores, capacitores e indutores, que associados criam um caminho de baixa impedância para os harmônicos a serem filtrados. Os filtros ativos utilizam chaves estáticas para produzir formas ondas de tensão e corrente que mitigam as componentes harmônicas geradas pelas turbinas eólicas.

3.3.4 Cabos submarinos

A tecnologia de cabos isolados para aplicações submarinas evoluiu consideravelmente nos últimos anos, sendo justificada em grande parte pela demanda crescente das aplicações offshore.

Os cabos submarinos diferem se a aplicação é em corrente alternada ou contínua e, portanto, a definição do tipo de tecnologia de transmissão empregada é fundamental para adequada seleção dos cabos. Além disso, a depender da aplicação, os cabos submarinos podem possuir um núcleo por cabo (single-core), ou três núcleos por cabo (three-core). A aplicação de cabos com três núcleos reduz os custos de lançamento, além de produzir menores perdas elétricas, devido à redução das correntes induzidas nas blindagens, quando comparadas a três cabos single-core lançados separadamente.

Os cabos single-core podem ser feitos com maiores comprimentos, reduzindo a necessidade de emendas e, além disso, possuem maior confiabilidade quando lançados separados, pois possíveis danos físicos dificilmente atingiriam mais de um condutor. Cabos com três núcleos possuem aplicações limitadas para níveis de tensão mais elevados chegando até 225 kV (NEXANS, 2019).

Tanto para aplicações CA quanto CC, os principais componentes de um cabo submarino são: condutores, isolação, blindagem semicondutora, blindagem metálica e armadura, como apresentado na Figura 3.10.

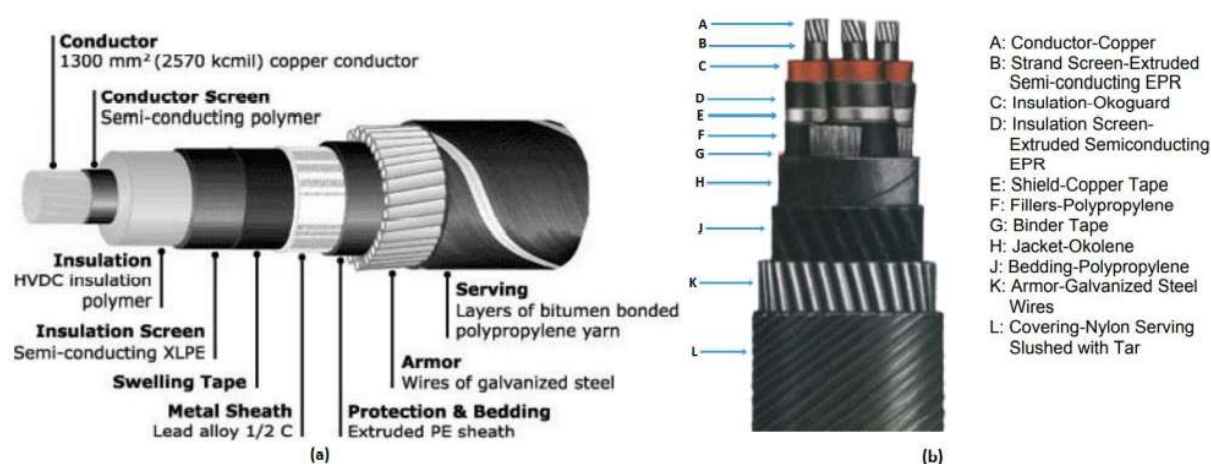


Figura 3.10 - Componentes de cabos submarinos. (a) Cabos single-core ou com um condutor por cabo; (b) Cabos three-core ou com três condutores por cabo

Fonte: EPE, 2020

O desenvolvimento de isolamentos de cabos submarinos é um item imprescindível na evolução da tecnologia de transmissão offshore. Atualmente os principais tipos de isolamento são:

- Low-Pressure Oil-Filled (LPOF): consiste em cabo isolado por papel impregnado em óleo sintético, cuja pressão é usualmente mantida por estações de bombeamento nos terminais do cabo, o que limita seu comprimento máximo. Além do comprimento limitado apresenta custos adicionais inerentes às estações de bombeamento. Outra desvantagem é o risco de impacto ambiental decorrente do vazamento de óleo. Tais condicionantes tem reduzido a utilização dessa tecnologia nos últimos anos.

- Mass-Impregnated (MI): o isolamento é feito através de camadas de papel impregnado com um fluido de alta viscosidade, não necessitando de estações de bombeamento para manter a pressão interna aos cabos, portanto, não apresenta risco de vazamentos e os consequentes impactos ambientais.

- Cross-Linked Polyethylene (XLPE): consiste em cabos com isolação de polímero extrudado e por ser de fabricação simples é mais barato que um LPOF ou um MI de mesma capacidade. Inicialmente era utilizado apenas para aplicações em CA, porém, avanços recentes têm permitido o uso para transmissão em corrente contínua apesar de possuir restrições de tensão para tecnologia LCC.

- High Performance Thermoplastic Elastomer (HPTE): baseado na tecnologia de polímeros, chamados elastômeros termoplásticos de alta performance. Possui propriedades elétricas que permitem a aplicação dos condutores para as tecnologias LCC e VSC sem restrições e possui como principal vantagem o fato de ser constituído por polímero extrudado, o que facilita o processo de fabricação.

Os recentes avanços no desenvolvimento dos cabos isolados elevaram tanto os comprimentos máximos das linhas de transmissão submarinas como as capacidades de potência máxima transmitida, como apresentado na Tabela 3.1.

Sistema	CA – Cabos <i>single-core</i>		CC – Operação bipolar – 2 cabos <i>single Core</i>			
Tipo de isolante	XLPE	LPOF	MI-PPL	Mass imp. Paper	XLPE	HPTE
Máxima Tensão	500 kV	500 kV	±800 kV	±525 kV	±250 ¹ /600 kV	±600 kV
Máxima Potência	1500 MVA	1500 MVA	4000 MW	2400 MW	3000 MW	3400 MW
Máximo comprimento (km)	100	60	Ilimitado	Ilimitado	Ilimitado	Ilimitado

Tabela 3.1 - Capacidade para cabos de alta tensão

Fonte: EPE, 2020

4 CUSTOS

Nos últimos anos, tem-se verificado em âmbito nacional e internacional custos cada vez mais competitivos de geração de energia elétrica a partir de fontes de energias renováveis. No que se refere especificamente à energia eólica offshore, as perspectivas são favoráveis, especialmente diante das recentes quedas nos valores de energia nos países em que projetos já vem sendo implementados. Entretanto, cabe destacar que ainda são verificados custos mais elevados se comparados com a eólica onshore.

Os custos atuais de investimento estimados de projetos de usinas eólicas offshore são aproximadamente duas vezes maiores que dos projetos onshore, podendo variar entre USD 3.000/kW e USD 6.000/kW (IRENA, 2018b), devido principalmente aos custos de fundações, de instalação e de transporte das estruturas. Além disso, existe um custo adicional na fabricação dos equipamentos pois precisam ser projetados e protegidos, tanto contra o efeito da corrosão quanto contra a ação das ondas e marés.

O custo total de investimento (CAPEX) da energia eólica offshore também apresenta um aumento à medida que os projetos se afastam da costa e são instalados em águas mais profundas, não só pelo tipo de fundação, mas por ter que utilizar tecnologias mais avançadas. Além disso, ainda comparando com os parques onshore, os prazos de entrega dos projetos offshore são maiores e o planejamento e a construção são mais complexos.

Em contrapartida, estima-se que os projetos offshore tenham uma produção de energia até 50% maior, a depender das condições específicas de cada projeto, que a de usinas eólicas onshore equivalentes, devido aos ventos marítimos apresentarem maiores velocidades, menor turbulência e maior constância quando comparados aos recursos disponíveis próximos de localidades terrestres. Esse fato faz com que, em uma análise a longo prazo, os custos, apesar de serem maiores, podem ser “compensados” pela maior produção de energia, tornando esses projetos viáveis.

Analisando os valores médios mais recentes apontados pelas referências internacionais da Agência Internacional de Energias Renováveis – IRENA, pelo Laboratório do Departamento de Energia dos Estados Unidos – NREL e pela Lazard,

Empresa Americana de Consultoria Financeira e Gestão de Ativos; e convertendo-os para R\$/kW, é possível verificar que o CAPEX estimado para esse tipo de projeto pode variar entre R\$ 8.700/kW a R\$ 15.600/kW (adotando como referência de conversão USD 1,00 = BRL 3,85).

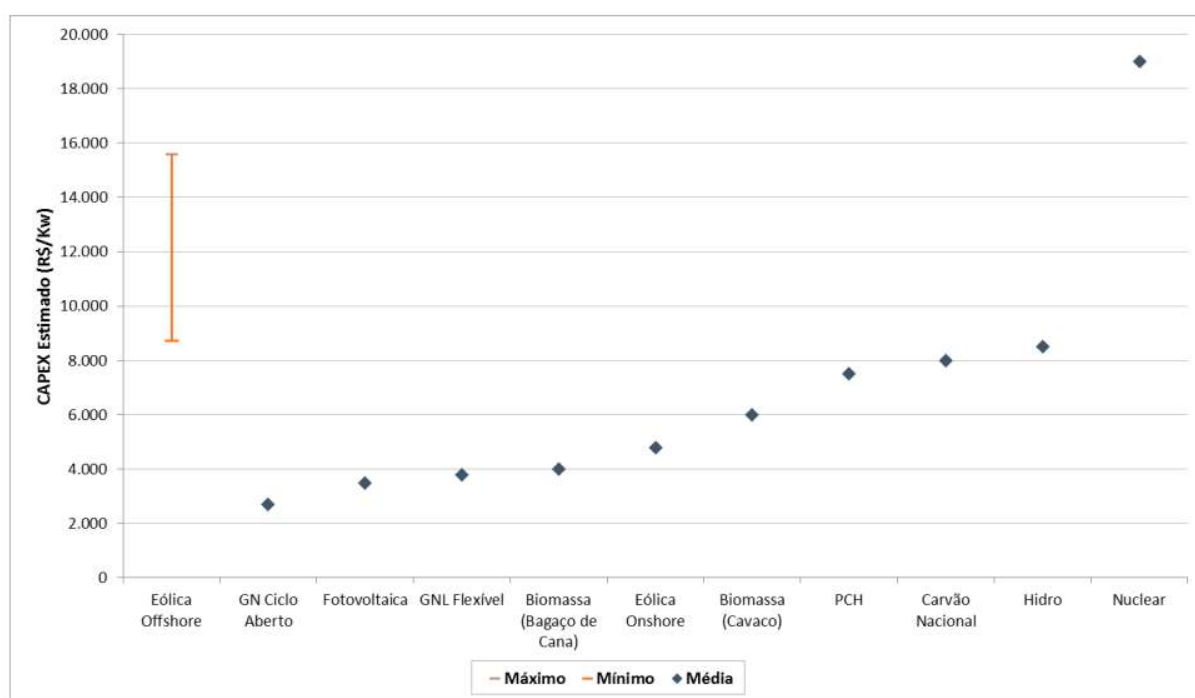


Figura 4.1 - Comparativo entre valores estimados de CAPEX de várias fontes no contexto brasileiro

Fonte: EPE, 2020

A Figura 4.1 apresenta uma comparação simples do CAPEX estimado para projetos de eólico offshore com o CAPEX estimado para outras fontes, tomando por base valores utilizados no PDE 2029 (EPE, 2019). Pode-se verificar que o valor mínimo observado para a fonte eólica offshore está no mesmo nível do valor médio de CAPEX adotado para um empreendimento hidrelétrico e está abaixo do valor de custo de investimento considerado para uma usina nuclear nova.

Os custos de investimento de um empreendimento eólico offshore são tradicionalmente divididos nos seguintes itens (IRENA, 2012):

- Turbina eólica: inclui as pás, rotor, torre, nacele e demais dispositivos;
- Obras civis: incluídos custos de construção e fundação;

- Conexão: incluindo cabeamento, subestações e outras estruturas, assim como a conexão à rede de distribuição ou transmissão;
- Outros custos de capital: podem ser incluídos sistemas de controle, custos de desenvolvimento e engenharia do projeto, consultorias, licenças, etc.

Uma diferença verificada entre projetos eólicos onshore e offshore é o peso relativo de cada categoria de custos em relação ao custo de investimento total. Semelhante ao que ocorre com projetos eólicos onshore, também para os empreendimentos offshore, o componente referente ao custo da turbina eólica tende a representar a maior parcela do investimento total. No entanto, para os projetos onshore, esse componente é significativamente maior, variando entre 65% e 84%, conforme Figura 4.2. Por outro lado, como já era de se esperar, custos que representam parcelas menores na implantação de projetos onshore, se tornam mais expressivos na categorização de um projeto offshore, como por exemplo, os custos referentes às obras civis e conexão à rede, como apresentado na Figura 4.3.

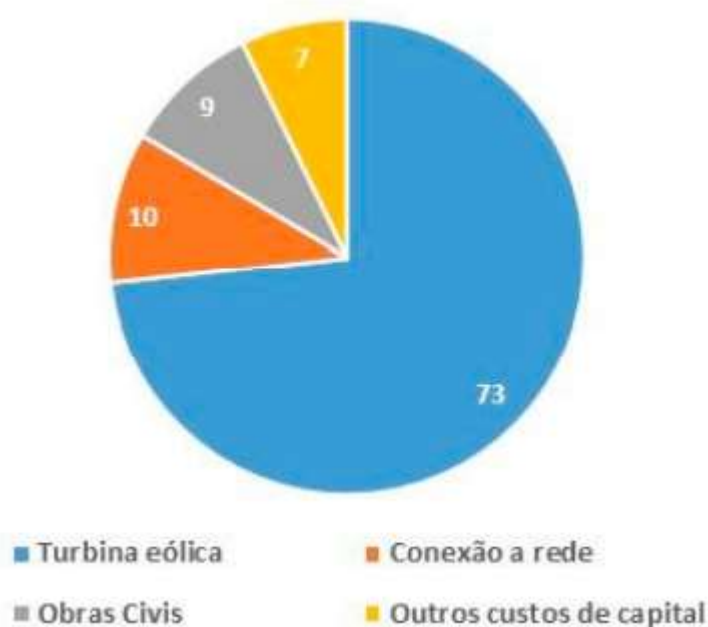


Figura 4.2 - Divisão de custos típica de projetos de energia eólica onshore

Fonte: EPE, 2020

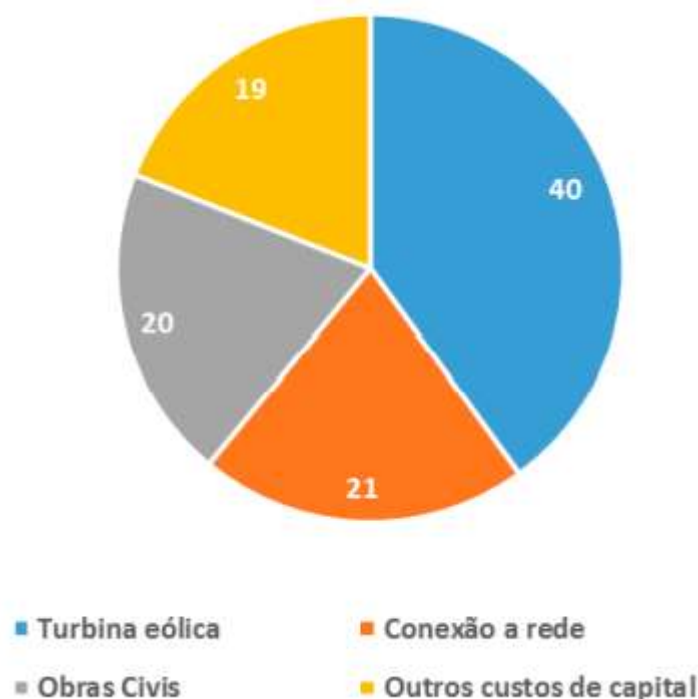


Figura 4.3 - Divisão de custos típica de projetos de energia eólica offshore

Fonte: EPE, 2020

A Figura 4.4 apresenta que, com a categorização mais detalhada dos custos de projetos eólicos offshore, é possível identificar que os custos com fundações, infraestrutura elétrica e instalação tem pesos semelhantes na divisão dos custos totais, variando entre 10% a 20%. Esses custos podem variar, por exemplo:

- com a profundidade da lâmina d'água nos locais em que os parques serão instalados, visto que as fundações fixas passam a não ser viáveis economicamente em profundidades maiores que 40 metros;
- com o tipo de fundação escolhida, pois as fundações flutuantes são mais caras e ainda estão em estágio de desenvolvimento; e
- pela distância da costa, com a infraestrutura elétrica de conexão à rede, já que há necessidade de maior dispêndio de material (pelo maior comprimento do cabeamento).

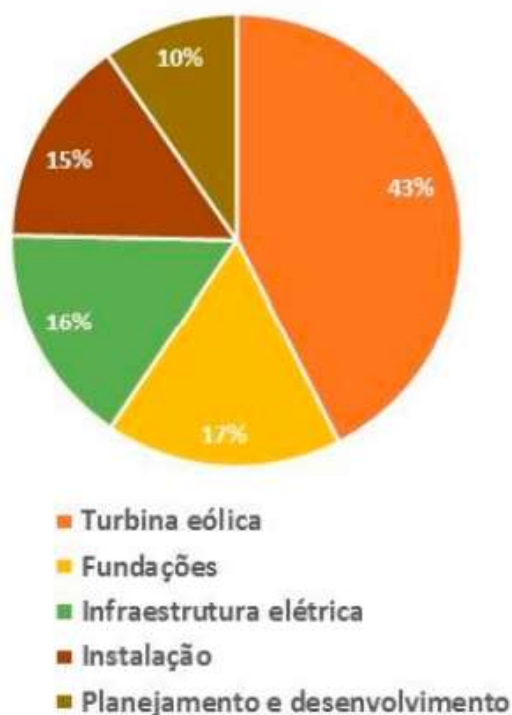


Figura 4.4 - Categorização de custos de um projeto típico de energia eólica offshore

Fonte: EPE, 2020

Um outro componente fundamental na formação do custo de energia elétrica é o custo de Operação e Manutenção (O&M). Esses custos são significativamente mais altos do que os custos equivalentes em projetos eólicos onshore, devido às condições operacionais adversas impostas pelo ambiente marinho e à dificuldade de manutenção das turbinas eólicas nessas condições (IEA, 2018b). Como referências para estimativas de custos anuais de O&M para parques eólicos offshore temos:

- Entre USD 80,00/kW e USD 110,00/kW (LAZARD, 2018); e
- Entre USD 109,00/kW e USD 140/kW (IEA, 2018b)

As estratégias de O&M para parques eólicos offshore mais distantes da costa (com distâncias maiores que 50 km) ainda estão em desenvolvimento, tais como embarcações de operação de serviço (SOVs) com acomodação para técnicos, escritórios e oficinas. A otimização do projeto e da utilização dessas embarcações é um processo contínuo e existe a possibilidade de construção de navios maiores para

suportar vários navios menores (“navios-filhos”) e de bases offshore fixas que podem ser a solução mais viável para alguns projetos.

O desenvolvimento de um projeto eólico offshore pode ser um processo longo e, para ser bem-sucedido, é fundamental que haja um bom planejamento e que todas as partes interessadas estejam envolvidas. Para isso, é essencial que se tenha o mapeamento (e disponibilidade) de toda a cadeia de suprimento necessária para cada uma das etapas do projeto.

Na etapa de desenvolvimento podem estar incluídas as atividades referentes a planejamento, licenciamento ambiental (do projeto e da conexão), além de realização de estudos para viabilidade do projeto, entre outros. Por demandar maiores esforços de engenharia, envolvendo concepção das fundações, análise das condições oceanográficas e análise de condições ambientais mais complexas, o desenvolvimento de projetos offshore exige inicialmente mais tempo que projetos onshore, como apresentado na Tabela 4.1.

Etapa	<i>Onshore</i>	<i>Offshore</i>
Desenvolvimento	2 a 5 anos	3 a 5 anos
Pré-construção	1 a 2 anos	2 a 4 anos
Construção	Até 1 ano	Até 2 anos

Tabela 4.1 - Prazos médios para as diferentes etapas dos projetos eólicos

Fonte: EPE, 2020

Já as atividades consideradas na fase de pré-construção podem estar relacionadas as investigações de campo e laboratório necessárias, além da finalização do projeto propriamente dito. Nesta etapa são detalhadas as condições do leito marinho, a dinâmica das marés, determinação da profundidade das instalações e são realizados levantamentos dos parâmetros do solo. Além disso, são analisados os parâmetros do recurso, possibilitando a definição do modelo de turbina mais adequado a ser utilizado no projeto.

Na fase de construção acontece o comissionamento da usina e todas as obras e serviços necessários para sua operação, como a conexão à rede, por exemplo. Nesta etapa é aplicada e ajustada toda a logística planejada na fase de pré-construção, como construção de instalações portuárias e de embarcações, caso necessárias.

Analisando os prazos médios, conclui-se que, enquanto uma planta eólica onshore pode ser construída num prazo menor que quatro anos, pode-se precisar de pelo menos sete anos para a construção de uma usina offshore.

A Figura 4.5 apresenta a divisão típica de custos durante o ciclo de vida de um projeto eólico.

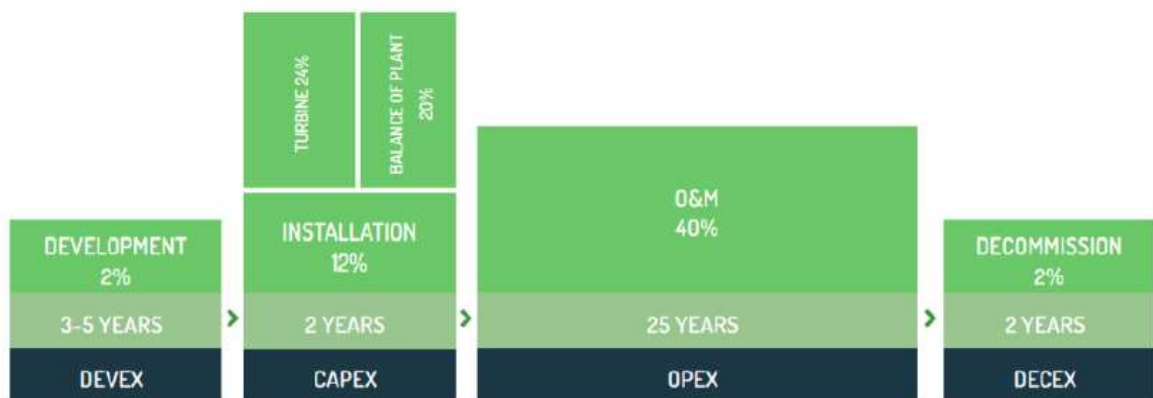


Figura 4.5 - Divisão típica de custos durante o ciclo de vida de um projeto eólico

Fonte: EPE, 2020

5 MAPEAMENTO DO POTENCIAL EÓLICO OFFSHORE BRASILEIRO

O mapeamento do potencial eólico de uma região depende da estimativa de velocidade do vento, as áreas que seriam apropriadas para o desenvolvimento de parques eólicos e a capacidade de geração de energia que pode ser instalada nessa região.

A Figura 5.1 apresenta a metodologia utilizada para estimativa do potencial eólico offshore.

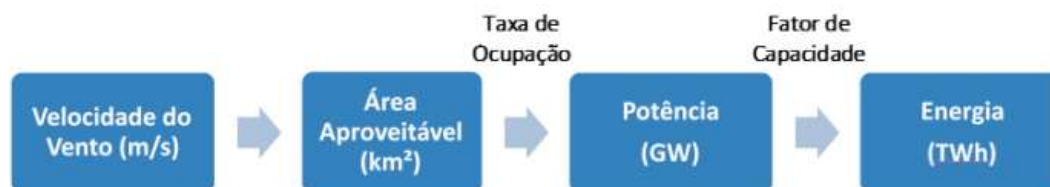


Figura 5.1 - Metodologia utilizada para estimativa do potencial eólico offshore

Fonte: EPE, 2020

Em pesquisa feita pela EPE, a estimativa da velocidade do vento se deu através da base de dados do ERA5, como apresentado na Tabela 5.1, disponibilizados pelo Centro Europeu de Previsões Meteorológicas de Médio Prazo (ECMWF, 2017), a qual engloba toda a Zona Econômica Exclusiva (ZEE), contempla dados de velocidade do vento e possui estimativas mais conservadoras.

	ERA 5
Altura (m)	100
Distância da Costa	ZEE
Ano Referência	2000 – 2017

Tabela 5.1 - Bases de dados utilizadas

Fonte: EPE, 2020

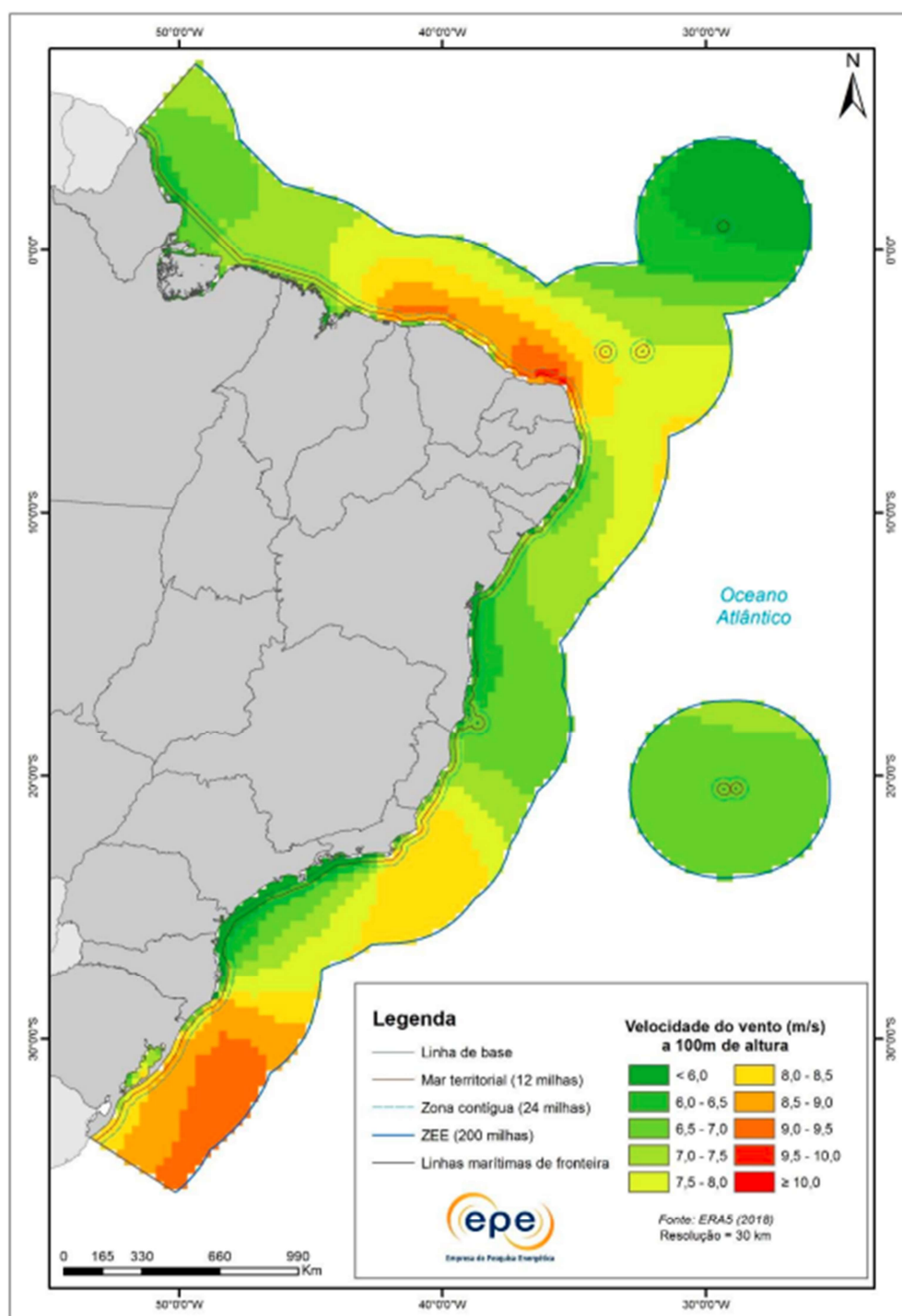


Figura 5.2 - Velocidade do vento a 100 m – Base ERA5

Fonte: EPE, 2020

Analisando a Figura 5.2 é possível verificar três regiões com recurso eólico a ser usufruído em geração de energia, sendo a região norte e nordeste (estados como Ceará, Piauí, Maranhão e Rio Grande do Norte), região sudeste (estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo) e região sul (estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul). A região norte e nordeste possui plataforma continental mais larga e profundidade menor que possibilita a instalação de plataformas fixas. A região sudeste possui plataforma continental mais estreita e o recurso eólico fica em águas mais profundas, necessitando de plataformas com fundação flutuante. A região sul conta com recurso eólico em águas mais rasas, favorecendo a aplicação de plataformas fixas.

Para a área aproveitável foram utilizados dados de batimetria da base pública da CPRM (Serviço Geológico do Brasil) (CPRM, 2013) para avaliar a profundidade dos locais, que é um fator essencial para os estudos de viabilidade de um parque eólico offshore. A velocidade e faixa de batimetria que foram utilizadas neste estudo para separação das áreas são apresentadas na Tabela 5.2. O mapa de batimetria do Brasil é mostrado na Figura 5.3.

Parâmetro	Faixa
Velocidade (m/s)	7,0
Profundidade (m)	0 - 50

Tabela 5.2 - Velocidade e faixa de profundidade consideradas nas análises

Fonte: EPE, 2020

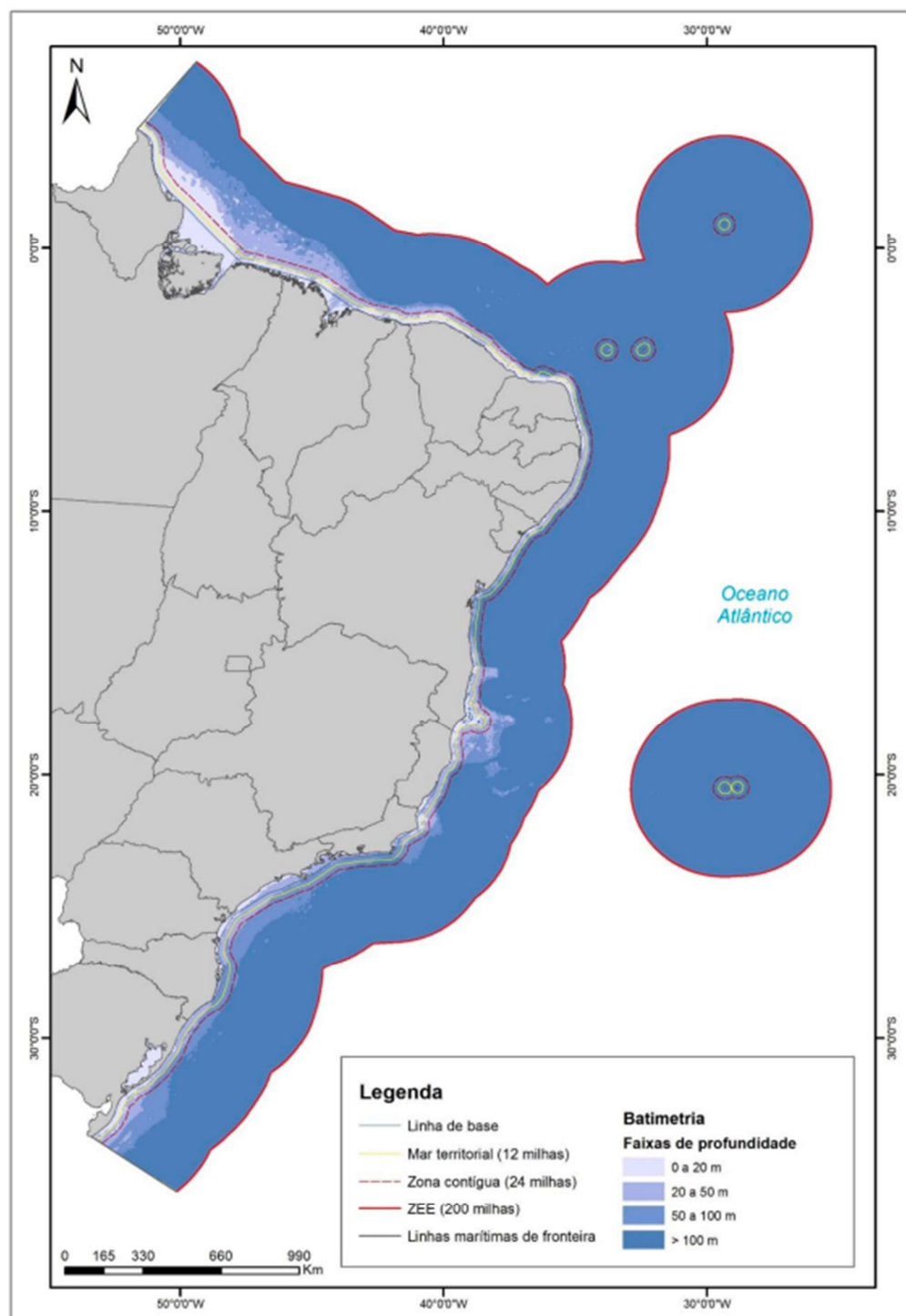


Figura 5.3 - Faixas batimétricas registradas para o Brasil

Fonte: EPE, 2020

Para estimar a potência instalada a partir da área aproveitável, utilizou-se uma premissa de taxa de ocupação. Neste estudo foram usadas as mesmas taxas de ocupação do Atlas Eólico da Bahia ($3,75 \text{ MW/km}^2$) e do Atlas Eólico da Rio Grande do Sul ($2,6 \text{ MW/km}^2$). Dado que o recurso eólico no Nordeste tem características diferentes do Sul, a taxa utilizada nos estados da Região Nordeste e Norte foi de $3,75 \text{ MW/km}^2$ e, para os estados da Região Sudeste e Sul, foi de $2,6 \text{ MW/km}^2$.

A estimativa de geração de energia foi feita a partir dos dados horários de velocidade do vento da base ERA5, simulados com a curva de potência da turbina de referência divulgada pelo DTU (Universidade Técnica da Dinamarca) (DTU, 2013), conforme Figura 5.4. Esse modelo de turbina possui 10 MW de potência nominal e é representativa dos parques eólicos que estão sendo construídos atualmente no mundo.



Figura 5.4 - Curva de potência da turbina utilizada

Fonte: EPE, 2020

O fator de capacidade é um parâmetro básico utilizado em avaliações energéticas e econômicas da operação do sistema elétrico. Analiticamente, é definido pela relação entre a geração da usina ao longo de um certo período e sua potência instalada (PNE 2050 EPE, 2020). Para cada faixa de velocidade e região, calculou-se a energia gerada e, por consequência, o fator de capacidade, obtendo-se os resultados

mostrados na Tabela 5.3. Ressalta-se que nenhuma perda foi incluída nestas estimativas (perdas elétricas, efeito esteira e indisponibilidade).

Faixa de Velocidade (m/s)	Fator de Capacidade			
	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul
6,5 - 7,0	25%	30%	32%	31%
7,0 - 7,5	32%	37%	38%	37%

Tabela 5.3 - Fator de capacidade por região

Fonte: EPE, 2020

Com base em todos esses dados do estudo da EPE, a estimativa do potencial eólico offshore brasileiro é de 697 GW, levando em consideração áreas com velocidade de vento de 7m/s, turbinas com 100 m de altura e profundidade marítima até 50 m. A estimativa de área aproveitável nessas mesmas condições é de 202.947 Km², conforme Figura 5.5.

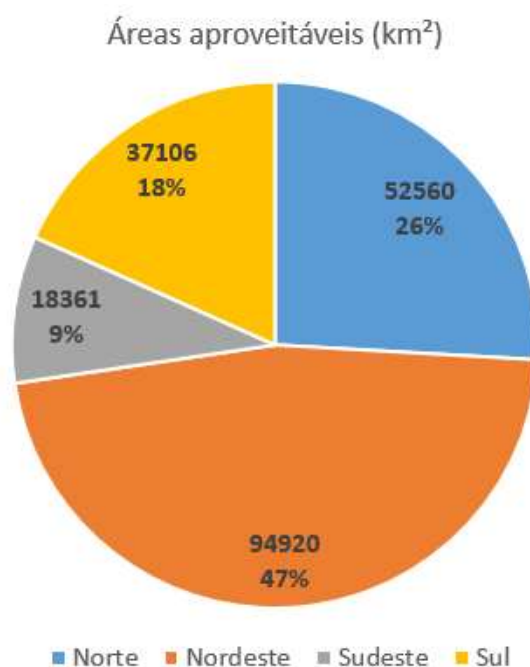


Figura 5.5 - Estimativa de área aproveitável acumulada por região

Fonte: EPE, 2020

A estimativa de potencial eólico offshore acumulado por região é apresentada na Figura 5.6.

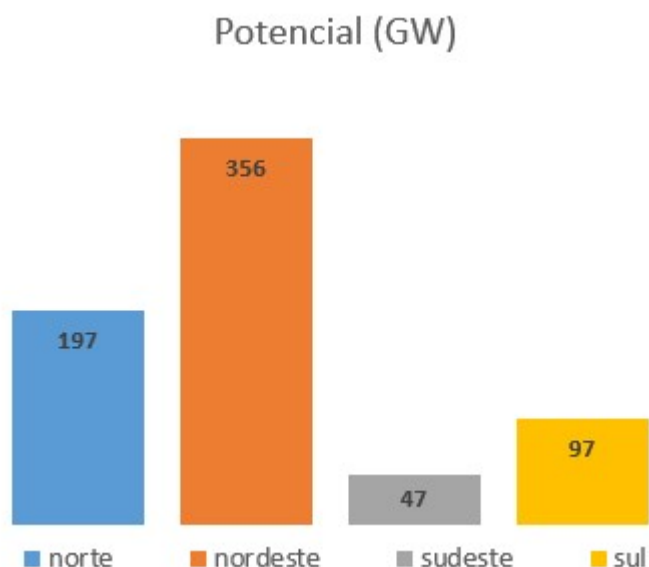


Figura 5.6 - Estimativa de potencial eólico offshore acumulado por região

Fonte: EPE, 2020

No que diz respeito a potencial energético temos três categorias, sendo potencial teórico, potencial técnico e potencial econômico. O que diferencia essas categorias é a área aproveitável no mar. Considerando a utilização de toda a área da Zona Econômica Exclusiva (ZEE) do Brasil, na qual o país tem a responsabilidade para gerenciar os recursos disponíveis do mar e aplicando parques eólicos, esse potencial é dito como teórico. Porém, na prática restrições limitam a utilização de toda essa área, obtendo assim um potencial técnico que é menor que o potencial teórico.

Como exemplo dessas restrições técnicas, devido ao estágio tecnológico mundial atual é inviável economicamente a instalação de parques eólicos mesmo que com fundação flutuante em profundidades acima de mil metros; há inviabilidade de utilização de áreas com velocidade de vento anual abaixo de 7 m/s para absorção de energia eólica; áreas de preservação ambiental também não podem ser consideradas propícias para instalação de parque eólicos, assim como, áreas de pesca, rotas de

navegação, áreas de utilização das atividades de óleo e gás; infraestrutura portuária e subestação onshore próxima.

O potencial econômico é concebido em áreas em que o empreendedor consiga ter retorno financeiro do investimento feito em instalações eólicas offshore e, para isso, dois parâmetros são importantes, sendo o custo nivelado de energia (LCOE), ou seja, moeda/MWh e o custo evitado nivelado de energia, o qual é a receita obtida. O potencial econômico é delineado quando a receita obtida é maior do que o seu dispêndio.

Ressalta-se que as análises deste estudo da EPE não consideraram nenhuma restrição técnica nas áreas exploráveis.

5.1 BRASIL MERCADO PROMISSOR

O Brasil está se posicionando como um mercado eólico offshore altamente promissor, com oportunidade de liderança regional e global. A energia eólica offshore é vista como uma das novas tecnologias de energia renovável mais promissoras do país, contribuindo para uma transição energética justa e beneficiando-se de pacotes de recuperação verde, nos quais mais de R\$ 250 bilhões (US\$ 49 bilhões) foram alocados provisoriamente nos próximos 10 anos para investir na infraestrutura de geração e transmissão de energia renovável.

O crescimento do setor eólico offshore está associado a benefícios socioeconômicos positivos, como a geração de empregos, que por sua vez reduzirão a desigualdade de renda social existente no Brasil. A criação de empregos desempenhará um papel positivo no aumento da renda média dos trabalhadores em uma proporção maior do que qualquer outra tecnologia de energia renovável existente.

Com apoio da ABEEólica junto a setores governamentais, o ano de 2021 foi decisivo na história com avanços regulatórios críticos para eólica offshore do Brasil. Nas primeiras semanas de 2022, foi criado o decreto que estabelece as principais diretrizes para projetos eólicos offshore. Esse decreto fornece um marco para a

avaliação do fundo do mar para o desenvolvimento de projetos eólicos offshore e mostra que as regras de planejamento e licenciamento estão sendo definidas para garantir a implantação efetiva desta tecnologia. Outro sinal regulatório positivo é o Projeto de Lei 576/2021, o qual não se limita apenas ao desenvolvimento de energia eólica offshore, mas também detalha o escopo para produzir energia renovável no mar, o que abre possibilidades para novas tecnologias no futuro, como a eólica offshore com fundação flutuante.

O PL 576/2021 cria um marco regulatório para o processo de outorga de parques eólicos offshore com leilões e cobra o pagamento de participações especiais à União, estados e municípios, recursos que não estão previstos no decreto presidencial. As discussões estão em andamento e a perspectiva de aprovação ainda é indeterminada e depende de diversas avaliações do senado brasileiro.

Ao abordar os desafios da energia eólica offshore no país, é importante destacar a abordagem regulatória proativa do Brasil para essa indústria emergente. Em nível nacional, a legislação e os regulamentos ambientais já foram desenvolvidos de acordo com o aumento da demanda do mercado.

Um primeiro passo já foi dado com a publicação do decreto e a regulamentação da transferência de uso para áreas marítimas. Este é o ponto de partida para a definição de outras questões regulatórias. Um dos aspectos mais relevantes para os investidores são as regras que serão estabelecidas para leilões de energia. Após a regulamentação da cessão de áreas, o próximo passo é a realização do primeiro leilão de energia eólica offshore do país.

A previsão é que até o final desta década o país tenha seus primeiros aerogeradores operando no mar. Isso permitiria uma forte expansão do mercado devido à sua capacidade de fornecer outras cadeias de geração renovável, como o hidrogênio verde. Não há dúvida de que a energia eólica offshore já é fonte de oportunidades de investimento, crescimento e modernização para a economia. Há uma oportunidade para o país ser um dos polos da América Latina para investimentos em tecnologia de energia renovável e eólica offshore. Para que este futuro se materialize, é fundamental que a indústria eólica offshore seja vista sob o conceito de um novo planejamento industrial integrado ao planejamento energético.

5.2 INFRAESTRUTURA PORTUÁRIA BRASILEIRA

O estabelecimento de uma cadeia de suprimentos global é uma das questões mais difíceis no contexto da construção de uma indústria eólica offshore global. Com a tendência de que os projetos eólicos offshore sejam implementados em locais cada vez mais distantes da costa, em águas mais profundas e sujeitos a condições ambientais mais severas, além da adoção de tamanhos maiores de turbinas, surgem novos desafios logísticos às atividades de construção e manutenção dessas estruturas.

Quando se trata de instalações offshore, é necessária a existência de uma estrutura portuária que suporte todo o serviço de construção, montagem e transporte. Esta estrutura pode ser suprida pela malha de portos existente na região, aproveitando, em alguns casos, construções feitas para atender a indústria de petróleo e gás, ou ainda por instalações criadas especificamente para atender as necessidades da indústria eólica offshore, como observado em alguns lugares do mundo.

Assim, para viabilizar a implantação de parques eólicos offshore, é fundamental a análise da atual situação da infraestrutura portuária próxima das regiões com potencial para essa fonte e a identificação dos esforços necessários para adaptação dessas estruturas a fim de adequá-las para as atividades de suporte às operações de instalação e manutenção dos parques.

Um tipo de instalação portuária que também pode operar como base de apoio para projetos offshore são os estaleiros, que podem desenvolver operações de montagem e manutenção para projetos offshore, assim como fabricação de embarcações. O Brasil dispõe de grandes estaleiros localizados nas regiões Norte, Nordeste, Sudeste e Sul.

Atualmente no Brasil, segundo dados do Ministério da Infraestrutura (2019), existem 37 portos públicos organizados, sendo 19 deles administrados pela União, no caso das Companhias Docas, e 18 com administração delegada a municípios, estados ou consórcios públicos. Em relação à localização, as regiões Nordeste e Sul do país

possuem 11 portos organizados cada, a região Sudeste dispõe de nove portos e seis portos se encontram na região Norte.

Porto	UF	Administração
Aratu	BA	Companhia das Docas do Estado da Bahia (CODEBA)
Areia Branca	RN	Companhia Docas do Rio Grande do Norte (CODERN)
Cabedelo	PB	Companhia Docas da Paraíba (Docas-PB)
Fortaleza	CE	Companhia Docas do Ceará (CDC)
Ilhéus	BA	Companhia Docas do Estado da Bahia (CODEBA)
Itaquí	MA	Empresa Maranhense de Administração Portuária (EMAP)
Maceió	AL	Companhia Docas do Rio Grande do Norte (CODERN)
Natal	RN	Companhia Docas do Rio Grande do Norte (CODERN)
Recife	PE	Porto do Recife S.A.
Salvador	BA	Companhia Docas do Estado da Bahia (CODEBA)
Suaape	PE	SUAPE- Complexo Industrial Portuário

Tabela 5.4 - Portos da Região Nordeste
Fonte: EPE, 2020

Porto	UF	Administração
Antonina	PR	Administração dos Portos de Paranaguá e Antonina (APPA)
Cachoeira do Sul	RS	Superintendência de Portos e Hidrovias do Rio Grande do Sul (SPH)
Estrela	RS	Superintendência de Portos e Hidrovias do Rio Grande do Sul (SPH)
Imbituba	SC	SCPAR Porto de Imbituba S. A.
Itajaí	SC	Superintendência do Porto de Itajaí
Laguna	SC	SCPAR Porto de Imbituba S. A.
Paranaguá	PR	Administração dos Portos de Paranaguá e Antonina (APPA)
Pelotas	RS	Superintendência de Portos e Hidrovias do Rio Grande do Sul (SPH)
Porto Alegre	RS	Superintendência de Portos e Hidrovias do Rio Grande do Sul (SPH)
Rio Grande	RS	Superintendência do Porto do Rio Grande (SUPRG)
São Francisco do Sul	SC	Administração dos Portos de São Francisco do Sul (APFS)

Tabela 5.5 - Portos da Região Sul
Fonte: EPE, 2020

Porto	UF	Administração
Angra dos Reis	RJ	Companhia Docas do Rio de Janeiro (CDRJ)
Barra do Riacho	ES	Companhia Docas do Espírito Santo (CODESA)
Forno	RJ	Companhia Municipal de Administração Portuária (COMAP)
Itaguaí	RJ	Companhia Docas do Rio de Janeiro (CDRJ)
Niterói	RJ	Companhia Docas do Rio de Janeiro (CDRJ)
Rio de Janeiro	RJ	Companhia Docas do Rio de Janeiro (CDRJ)
Santos	SP	Companhia Docas do Estado de São Paulo (CODESP)
São Sebastião	SP	Companhia Docas de São Sebastião (CDSS)
Vitória	ES	Companhia Docas do Espírito Santo (CODESA)

Tabela 5.6 - Portos da Região Sudeste
Fonte: EPE, 2020

Porto	UF	Administração
Belém	PA	Companhia Docas do Pará (CDP)
Manaus	AM	Companhia Docas do Maranhão (CODOMAR)
Porto Velho	RO	Sociedade de Portos e Hidrovias de Rondônia (SOPH)
Santana	AP	Companhia Docas de Santana (CDSA)
Santarém	PA	Companhia Docas do Pará (CDP)
Vila do Conde	PA	Companhia Docas do Pará (CDP)

Tabela 5.7 - Portos da Região Norte
Fonte: EPE, 2020

Se por um lado os fabricantes de turbinas eólicas precisam adaptar suas linhas de produção para atender uma nova demanda local destinada a instalações offshore, por outro lado também deve haver a disponibilidade, por exemplo, de embarcações utilizadas para as operações, principalmente de construção, que são navios desenvolvidos especificamente para esta finalidade.

Esse setor tem grande probabilidade de sinergia com empresas do setor de petróleo e gás, com a possibilidade de atrair um grupo muito diversificado de participantes, como por exemplo companhias petrolíferas internacionais, que tem experiência e expertise offshore.

5.3 ASPECTOS REGULATÓRIOS PARA PARQUES EÓLICOS OFFSHORE NO BRASIL

O Brasil ainda não conta com parques eólicos offshore em operação comercial. Por outro lado, essa fonte se encontra em franco desenvolvimento em superfícies terrestres (eólicas onshore).

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, instituído pela Lei nº 10.438/2002, foi o primeiro ato legislativo fomentador da introdução das fontes renováveis na matriz energética brasileira, tendo como objetivo diversificá-la e, com isso, incrementar a segurança do suprimento. Desde então, esforços governamentais podem ser contabilizados com o objetivo de viabilizar o uso comercial da fonte eólica no Brasil.

Com o advento da Lei nº 10.848/2004, regulamentada pelo Decreto nº 5.163/2004, instrumentos legislativos que trouxeram o chamado “Novo Modelo do Setor Elétrico”,

foi aberta a significativa oportunidade de a fonte eólica atender às distribuidoras por meio de participação nos leilões de energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), o que possibilitou aos empreendedores das eólicas onshore maiores possibilidades de investimento, uma vez que os contratos celebrados com o atual pool de distribuidoras proporcionam uma receita favorável à obtenção de financiamentos para construção. Ressalte-se que este dado também deve ser considerado no momento da implantação dos parques eólicos offshore, que, por similaridade, tendem a encontrar o mesmo incentivo para participar do ACR.

Vale destacar a matriz constitucional que suporta todo o arcabouço legal sobre a energia elétrica no país. O art. 21, inciso XII, letra “b” da Constituição da República Federativa do Brasil (CRFB), determina que a exploração dos serviços e instalações de energia elétrica no Brasil compete à União, que pode fazê-la diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão. Direcionando o conteúdo da norma constitucional para a matéria sob análise, em razão de seu amplo alcance, é possível afirmar que compete à União a exploração, diretamente ou mediante autorização, dos serviços e instalações de geração de energia elétrica eólica offshore no Brasil.

Por força do art. 22, inciso IV, da CRFB, a regulamentação da exploração dos serviços e instalações de energia elétrica, inclusive aqueles oriundos da matriz eólica offshore, deverá ser feita por meio de lei promulgada em âmbito federal. No plano infraconstitucional, a matéria é tratada por extensa legislação ordinária, destacando-se para este caso: (a) as Leis nº 8.987/1995 e 9.074/1995, que, entre outros assuntos, dispõem sobre o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica; (b) a Lei nº 10.848/2004 e o Decreto nº 5.163/2004, que dispõem sobre a comercialização de energia elétrica; e (c) o Decreto nº 2.003/1996, que regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente.

A legislação acima indicada apresenta conceitos aplicáveis às eólicas onshore que, em nosso entendimento, podem também abranger e tratar da implantação de parques eólicos offshore, principalmente no que diz respeito aos temas ligados ao poder concedente e à autorização. Neste ponto, destaque-se que a competência para outorgar a autorização para os empreendimentos eólicos, sejam eles onshore ou offshore, é originariamente do Poder Concedente, mas delegada a ANEEL, conforme

o disposto no art. 3º-A, inciso II e § 3º, da Lei nº 9.427/1996 c/c art. 75-A, inciso I e parágrafo único, inciso I, do Decreto nº 5.163/2004.

Dessa forma, em uma conclusão preliminar, observamos que a legislação hoje vigente, até o momento direcionada para implantação de eólica onshore, poderia ser aplicada, em tese, para as eólicas offshore, o que não impede seja aventada a possibilidade de lhe promover alguns aperfeiçoamentos. Necessário destacar ainda que, diferentemente das eólicas onshore, os parques eólicos offshore necessariamente serão implantados em áreas eminentemente públicas (que incluem o mar territorial, a zona contígua e a zona econômica exclusiva, conforme Lei nº 8.617, de 4 de janeiro de 1993), nos termos do art. 20 da CRFB.

Os parques eólicos offshore serão instaladas no mar territorial, áreas consideradas bens da União, conforme disposto no inciso VI, do art. 20 da CRFB, ou em zona econômica exclusiva, área sobre a qual o Estado brasileiro detém jurisdição e direitos de soberania para fins de produção de energia, conforme art. 56 da Convenção das Nações Unidas sobre o Direito do Mar, internalizada pelo ordenamento jurídico brasileiro por meio do Decreto nº 99.165/1990.

O **mar territorial**, nos termos do art. 1º, caput da Lei nº 8.617/1993 é definido como a “faixa de doze milhas marítimas de largura, medidas a partir da linha de baixa-mar do litoral continental e insular, tal como indicada nas cartas náuticas de grande escala, reconhecidas oficialmente no Brasil”. Na sequência, o art. 6º da Lei nº 8.617/1993 define que a **zona econômica exclusiva** brasileira “compreende uma faixa que se estende das doze às duzentas milhas marítimas, contadas a partir das linhas de base que servem para medir a largura do mar territorial”.

Por fim, não se pode olvidar do conceito de **águas interiores**, isto é, aquelas que se encontram aquém da linha de base, como golfos, baías e enseadas. Embora não estejam incluídas dentro dos limites atribuídos na legislação para o mar territorial, segundo o art. 2º, alínea “a”, do Código de Águas (Decreto nº 24.643/1994), podem ser consideradas igualmente bens da União.

As Figuras 5.7 e 5.8 apresentam os limites marítimos conforme definido na legislação.

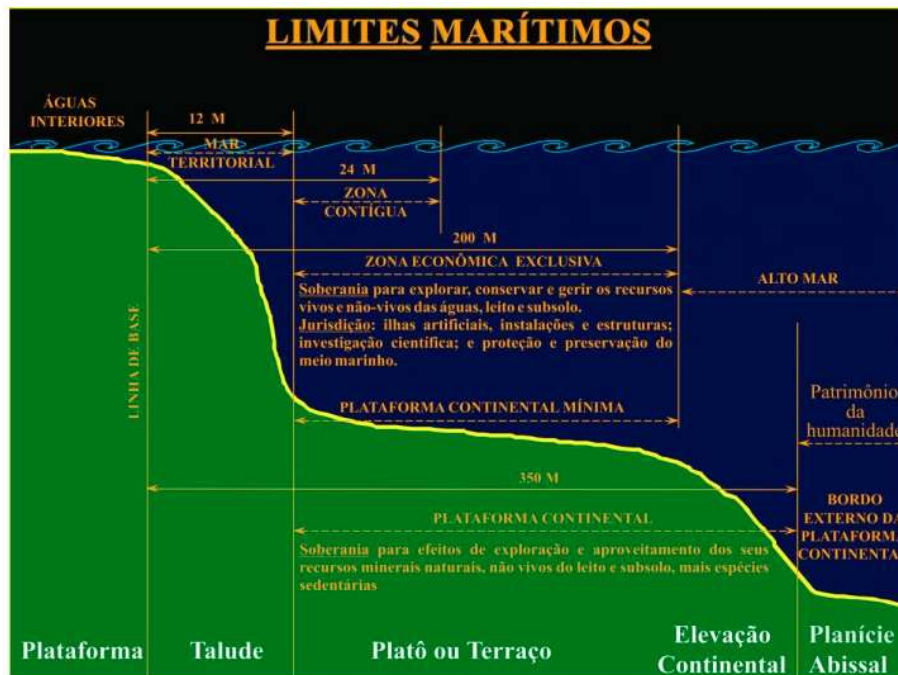


Figura 5.7 - Limites marítimos conforme definido na legislação (a)
Fonte: EPE, 2020

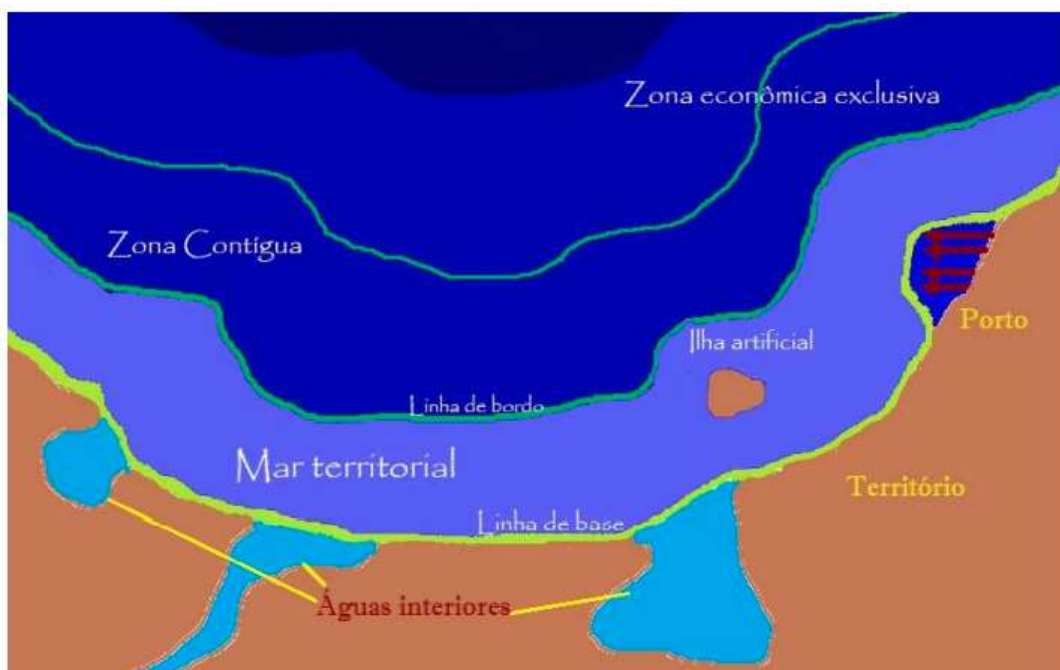


Figura 5.8 - Limites marítimos conforme definido na legislação (b)
Fonte: EPE, 2020

5.3.1 Projeto de Lei nº 576, de 2021

O PL 576, de 2021 disciplina a outorga de autorizações para aproveitamento de potencial energético offshore; e disciplina a exploração e desenvolvimento da geração de energia a partir de fontes de instalação offshore, assim consideradas as localizadas em área do Mar Territorial, da Plataforma Continental, da Zona Econômica Exclusiva (ZEE) ou de outros corpos de água sob domínio da União. O PL 576, de 2021 foi aprovado pelo Plenário do Senado Federal Brasileiro em 29/08/2022 e encontra-se em processo na Câmara dos Deputados.

Na Câmara dos Deputados, o PL 526, de 2021 foi apensado ao PL 11247/2018 que autoriza a implantação de usinas no mar para a geração de energia elétrica a partir de fontes eólica e solar. O texto também admite a implantação das usinas nas chamadas águas interiores — como lagos e rios. O projeto altera quatro leis do setor energético (9.074/95, 9.478/97 e 10.847/04).

As plataformas poderão ser instaladas no mar territorial (até 22 quilômetros da costa) e na zona econômica exclusiva (até 370 quilômetros). A proposta autoriza a implantação de parques eólicos com potência superior a cinco mil quilowatts (kW) em águas interiores, no mar territorial e na zona econômica exclusiva. As usinas solares com potência superior a mil kW poderão ser implantadas em terras ou corpos d'água sob domínio da União. O projeto também permite a autorização para a geração eólica e solar em usinas com potências inferiores a 5 mil e mil kW, respectivamente. Nesse caso, os interessados devem pedir autorização à Aneel.

O edital de licitação deverá trazer uma minuta básica do contrato, além de informações sobre os “prismas eólicos e fotovoltaicos”. Definidos pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), os prismas são as regiões marinhas destinadas à exploração energética. A licitação realizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) deverá ser precedida de estudos de impacto ambiental.

O contrato de concessão deve garantir ao concessionário o direito de instalar estruturas no leito marinho. O documento também precisa definir o espaço subaquático destinado à passagem de dutos e cabos. O texto proíbe a concessão de prismas eólicos ou fotovoltaicos em áreas coincidentes com blocos de exploração de

petróleo e gás. Mas admite uma exceção: centrais eólicas ou solares podem ser instaladas para o consumo das plataformas petrolíferas.

O edital de licitação e o contrato de concessão ou de autorização disporão sobre o pagamento mensal, ao Estado brasileiro, pela ocupação da área a ser explorada. O valor arrecadado dos concessionários será distribuído aos estados (45%), municípios (45%), Ministério do Meio Ambiente (3%), Ministério de Minas e Energia (3%) e para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT), que financia pesquisa científicas (4%).

O texto em análise na Câmara estabelece que o rateio dos recursos destinados aos estados, ao Distrito Federal e aos municípios obedecerá às mesmas regras do Fundo de Participação dos Estados e do Distrito Federal (FPE) e do Fundo de Participação dos Municípios (FPM). O dinheiro deverá ser usado, exclusivamente, no financiamento à saúde e educação públicas.

Os Projetos de Lei estão em processo na Câmara dos Deputados sob análise da Comissão do Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável (CMADS).

5.3.2 Licenciamento Ambiental de Projetos Eólicos Offshore no Brasil

O licenciamento ambiental é o procedimento administrativo por meio do qual o órgão ambiental competente autoriza a localização, a instalação, a ampliação e a operação de empreendimentos e atividades que utilizem recursos naturais, que sejam efetivas ou potencialmente poluidoras ou que possam causar degradação ambiental. Neste contexto, o Brasil adota o sistema trifásico para o licenciamento ambiental, conforme descreve o Decreto nº 99.274/1990, havendo a emissão de diferentes licenças para cada uma das fases de um empreendimento.

A Figura 5.9 apresenta os principais tipos de licenças ambientais emitidas no Brasil.



Figura 5.9 - Principais tipos de licenças ambientais emitidas no Brasil

Fonte: EPE, 2020

Conforme definido pela Lei Complementar nº 140/2011, o licenciamento ambiental de empreendimentos localizados ou desenvolvidos no mar territorial, na plataforma continental ou na Zona Econômica Exclusiva (ZEE) brasileira é de competência da União. Usinas eólicas offshore, além de projetos localizados na zona de transição terra-mar, devem ter seu licenciamento ambiental conduzido pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (Ibama), conforme estabelece o Decreto nº 8.437/2015.

É importante destacar que a mera abertura do processo de licenciamento ambiental de projetos eólicos offshore não exime o empreendedor interessado da obtenção das autorizações necessárias junto aos outros órgãos. No caso de empreendimentos localizados no mar territorial, por exemplo, destaca-se a necessidade de autorização prévia da Secretaria do Patrimônio da União (SPU), órgão responsável pela gestão dos bens imóveis da União (como é o caso do mar territorial), e da Marinha do Brasil, que é responsável pelo ordenamento aquaviário e pela segurança da navegação nas águas jurisdicionais brasileiras.

Em tempo, entende-se que, tendo em vista o que está definido na Resolução Conama nº 237/1997, a manifestação tanto da SPU como da Marinha não deve ser considerada como vinculante ao processo de licenciamento ambiental. No entanto, por conta de eventual indisponibilidade de áreas marítimas ou de interferências do projeto em rotas de navegação existentes, sugere-se que os empreendedores interessados requeiram as autorizações e anuências junto à SPU e à Marinha do

Brasil nos momentos iniciais da fase de licenciamento prévio do parque eólico offshore, visando a reduzir eventuais riscos de mudanças ao projeto originalmente proposto.

Via de regra, a avaliação de impactos ambientais para parques eólicos offshore no Brasil deve ser realizada na forma de um Estudo de Impacto Ambiental (EIA), acompanhado de seu respectivo Relatório de Impacto Ambiental (Rima), seguindo as diretrizes e orientações estabelecidas pela Resolução Conama nº 01/1986. No entanto, o órgão ambiental também possui a prerrogativa legal (definida pela Resolução Conama nº 279/2001) de possibilitar que a avaliação de impacto ambiental para empreendimentos de geração de energia elétrica considerados de baixo potencial poluidor seja feita por meio de estudos mais simplificados na etapa de licenciamento prévio, como é o caso do Relatório Ambiental Simplificado (RAS). Para ambos os casos, convém destacar que os estudos ambientais no âmbito do licenciamento ambiental devem ser realizados por empresas de consultoria ambiental especializada, que devem ser contratadas às expensas do empreendedor interessado (Resolução Conama nº 237/1997).

A definição do tipo de estudo a ser realizado é feita pelo órgão ambiental, com base nas informações e características técnicas do projeto declaradas pelo próprio empreendedor no momento da abertura do processo de licenciamento ambiental, o que no Ibama é feito por meio do preenchimento da Ficha de Caracterização da Atividade (FCA). A FCA auxilia a identificação de questões relevantes relacionadas ao empreendimento, e a partir dela o órgão ambiental licenciador avalia a participação dos órgãos intervenientes no processo de licenciamento.

Tanto as informações fornecidas pelo empreendedor como aquelas obtidas na vistoria técnica servem de base para a elaboração do Termo de Referência (TR), documento emitido pelo órgão ambiental no início do processo de licenciamento ambiental que tem como objetivo determinar a abrangência dos estudos, os procedimentos e os critérios gerais para a elaboração do EIA/Rima ou RAS. O ideal é que o TR emitido pelo Ibama possua um padrão geral, que possa ser aplicado a qualquer empreendimento eólico offshore, mas traga questões relacionadas às características ambientais e ao contexto socioeconômico específico da área do empreendimento a ser licenciado.

Além do Ibama, outros órgãos federais são instados a se manifestar no curso do processo de licenciamento ambiental, seguindo as orientações trazidas pela Portaria Interministerial nº 60/2015. Este é o caso da Fundação Nacional do Índio (Funai), da Fundação Cultural Palmares (FCP), do Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional (Iphan) e da Secretaria de Vigilância em Saúde do Ministério da Saúde (SVS/MS).

Além da infraestrutura necessária para a geração de energia a partir de projetos eólicos offshore, é importante frisar que os estudos referentes ao licenciamento ambiental desses empreendimentos na esfera federal devem contemplar as instalações de uso exclusivo do empreendimento, o que inclui a conexão da planta geradora até a subestação de transmissão de energia elétrica. Sobre esse aspecto, é importante destacar a necessidade de obtenção da certidão de uso do solo junto aos municípios eventualmente interceptados pelas instalações de uso exclusivo e a Linha de Transmissão de conexão caso tais instalações contemplem áreas continentais.

Ainda na etapa de licenciamento prévio, há que se destacar também a necessidade de realização de Audiências Públicas no âmbito do licenciamento ambiental, que devem obedecer ao rito disposto na Resolução Conama nº 09/1987. Por outro lado, empreendimentos sujeitos ao licenciamento ambiental simplificado devem ter o processo de divulgação dos resultados obtidos nos estudos por meio de Reuniões Públicas (Resolução Conama nº 279/2001).

Uma vez cumpridas essas etapas, o Ibama procede com a análise dos estudos ambientais do projeto eólico offshore com vistas à avaliação de sua viabilidade ambiental. Caso o órgão licenciador entenda pela viabilidade do empreendimento, a Licença Prévia do projeto é emitida, acompanhada de condicionantes a serem cumpridos pelo empreendedor nas fases seguintes do licenciamento ambiental. Convém destacar que atualmente a apresentação da licença ambiental do projeto figura como uma das obrigações a serem atendidas pelos empreendedores interessados em participar dos leilões de geração de energia no Brasil, procedimento disciplinado pela Portaria MME nº 102/2016.

5.4 PARQUES EÓLICOS OFFSHORE EM LICENCIAMENTO NO IBAMA

Segundo o Ibama (Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis), em 2019, foi firmada parceria entre a União Europeia e o Instituto, por meio do programa Diálogos Setoriais, para o aprimoramento de projetos de energia sustentável, o alcance das metas do Acordo de Paris, o aumento do fluxo de conhecimento ambiental e a expansão do canal de investimentos na área de energia renovável.

Como consequência dessa parceria, em julho de 2019, foi realizado o Workshop Internacional de Avaliação de Impactos Ambientais em Complexos Eólicos Offshore, que facilitou a troca de conhecimento entre especialistas europeus (Alemanha, Bélgica, Noruega, Portugal e Reino Unido) e diversas instituições brasileiras como Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e Comissão Interministerial para os Recursos do Mar (CIRM), além do Centro Nacional de Pesquisa e Conservação de Aves Silvestres (Cemave), e Universidades Federais.

Como resultado desses esforços, em novembro de 2020, foi lançado o Termo de Referência (TR) padrão para Estudos de Impacto Ambiental e Relatórios de Impacto Ambiental (EIA/Rima) de Complexos Eólicos Marítimos. A padronização do TR traz celeridade e qualidade às análises ambientais, além de diminuir a discricionariedade e a insegurança jurídica, garantindo assim, proteção ambiental e atração de investidores.

Em 2022, o Ibama analisa 66 processos de licenciamento ambiental de parques eólicos offshore, com proposta de instalação de 11.571 aerogeradores, totalizando 169.441 MW. Desses, 18 processos no Estado do Ceará, 04 processos no Estado do Espírito Santo, 01 processo no Estado do Maranhão, 04 processos no Estado do Piauí, 09 processos no estado do Rio de Janeiro, 08 processos no estado do Rio Grande do Norte, 21 processos no estado do Rio Grande do Sul e 01 processo no Estado de Santa Catarina.

A Tabela 5.8 apresenta os projetos com processos de licenciamento ambiental abertos no IBAMA.

#	Código	Empreendimento	Empreendedor	Processo	Sobreposição	Data FCA	Aerogerador	Pot. unitária (MW)	Quantidade	Pot. total (MW)
01	CE-01	Caucaia - Bi Energia	Bi Energia Ltda	02001.003915/2016-68		10/08/2016	Haliade-X	12	48	576
02	CE-03	Jangada	Neoenergia Renováveis	02001.035371/2019-46		27/01/2020	WTG-15.0-246	15	200	3.000
03	CE-04	Camocim	Camocim Eirelli	02001.015445/2020-61		06/07/2020	Haliade-X	12	100	1.200
04	CE-05	Dragão do Mar	Qair Marine Brasil	02001.015184/2021-61		22/07/2021	MHI Vestas 174	9,5	128	1.216
05	CE-06	Alpha	Alpha Wind Morro Branco Projeto	02001.018580/2021-40		01/09/2021	V236-15.0 MW	15	400	6.000
06	CE-07	Costa Nordeste Offshore	Geradora Eólica Brigadeiro I	02001.001545/2022-72	*	21/01/2022	V236-15.0 MW	15	256	3.840
07	CE-08	Asa Branca I	Eólica Brasil	02001.001606/2022-00		23/01/2022	VESTAS V236	15	72	1.080
08	CE-09	Sopros do Ceará	Totalenergias Petroleo & Gas Brasil	02001.004068/2022-05		17/02/2022	V236-15.0 MW	15	200	3.000
09	CE-10	Projeto Pecém	Shell Brasil Petróleo	02001.006219/2022-51	*	16/03/2022	SG-14-222-DD	14	215	3.010
10	CE-11	H2GPCEA	H2 Green Power Ltda	02001.007283/2022-50	*	28/03/2022	SG-14-236-DD	15	200	3.000
11	CE-12	Projeto Colibri	Equinor Brasil Energia	02001.008207/2022-61		05/04/2022	Turbog.15 MW	15	134	2.010
12	CE-13	Projeto Ibitucatu	Equinor Brasil Energia	02001.008209/2022-51		05/04/2022	Turbog.15 MW	15	134	2.010
13	CE-14	Asa Branca II	Eólica Brasil	02001.009548/2022-54	*	21/04/2022	VESTAS V236	15	72	1.080
14	CE-15	Ventos dos Bandeirantes	Kaanda R. M. Cunha	02001.009558/2022-90		22/04/2022	Haliade-X	12	229	2.748
15	CE-16	Asa Branca III	Eólica Brasil	02001.009562/2022-58	*	22/04/2022	VESTAS V236	15	288	4.320
16	CE-17	Asa Branca IV	Eólica Brasil	02001.009563/2022-01	*	23/04/2022	VESTAS V236	15	288	4.320
17	CE-18	Araras Geração Eólica Offshore	Shizen Energia do Brasil	02001.020087/2022-71		29/07/2022	V236-15.0 MW	15	200	3.000
18	CE-19	Tatubaja Geração Eólica Offshore	Shizen Energia do Brasil	02001.020093/2022-28		29/07/2022	V236-15.0 MW	15	200	3.000
19	ES-01	Votu Winds	Votu Winds	02001.029651/2020-59	*	28/12/2020	SG-10-193-DD	10	144	1.440
20	ES-02	Vitória Offshore	Geradora Eólica Brigadeiro II	02001.001043/2022-41		14/01/2022	V236-15.0 MW	15	33	495
21	ES-03	Quesnelia	Bluefloat Energy do Brasil	02001.001549/2022-51	*	21/01/2022	WEC 265 20MW	20	62	1.240
22	ES-04	Projeto Ubu	Shell Brasil Petróleo	02001.006228/2022-42		16/03/2022	SG-14-222-DD	14	180	2.520
23	MA-01	Ventos do Delta	Kaanda R. M. Cunha	02001.009556/2022-09		22/04/2022	Haliade-X	12	220	2.640
24	PI-01	Vento Tupi	Ventos do Atlântico	02001.000178/2021-17		05/01/2021	NGT236	13,5	74	999
25	PI-02	Palmas do Mar	Bosford Participações	02001.007423/2021-17		13/04/2021	V236-15.0 MW	15	93	1.395
26	PI-03	Projeto Piauí	Shell Brasil Petróleo	02001.006221/2022-21	*	16/03/2022	SG-14-222-DD	14	180	2.520
27	PI-04	Projeto Mangará	Equinor Brasil Energia	02001.008210/2022-85		05/04/2022	Turbog.15 MW	15	134	2.010
28	RJ-01	Maravilha	Neoenergia Renováveis	02001.035364/2019-44	*	04/04/2022	V236-15.0 MW	15	200	3.000
29	RJ-02	Aracatu	Equinor Brasil Energia	02001.019115/2020-45		20/08/2020	Não definido	12	320	3.840
30	RJ-03	Ventos do Atlântico	Ventos do Atlântico	02001.000230/2021-27		06/01/2021	NGT236	13,5	371	5.008
31	RJ-04	Ventos Fluminenses	Bosford Participações	02001.007463/2021-51		13/04/2021	V236-15.0 MW	15	188	2.820
32	RJ-05	Ventos do Agu	Prumo Logística	02001.016348/2021-77		06/08/2021	IEA Wind 15-MW	15	144	2.160
33	RJ-06	Quaresmeira	Bluefloat Energy do Brasil	02001.001542/2022-39		21/01/2022	WEC 265 20MW	20	148	2.960
34	RJ-07	Bromélia	Bluefloat Energy do Brasil	02001.002115/2022-78	*	28/01/2022	WEC 265 20MW	20	85	1.700
35	RJ-08	Sopros do Rio de Janeiro	Totalenergias Petroleo&Gas Brasil	02001.004044/2022-48	*	17/02/2022	V236-15.0 MW	15	200	3.000
36	RJ-09	Projeto Agu	Shell Brasil Petróleo	02001.006223/2022-10	*	16/03/2022	SG-14-222-DD	14	215	3.010
37	RN-01	Pedra Grande	Pedra Grande	02001.027228/2020-14		30/11/2020	Haliade-X	12	52	624
38	RN-02	Maral	Ventos do Atlântico	02001.000036/2021-41		04/01/2021	NGT236	13,5	149	2.011
39	RN-03	Alísios Potigüares	Bosford Participações	02001.007450/2021-81	*	13/04/2021	V236-15.0 MW	15	123	1.845
40	RN-04	Ventos Potiguar	Internacional Energias	02001.008883/2021-54	*	03/05/2021	Haliade-X	12	207	2.484
41	RN-05	Beta	Beta Wind Energias	02001.018349/2021-56		30/08/2021	V236-15.0 MW	15	200	3.000
42	RN-06	Água Marinha	Bluefloat Energy do Brasil	02001.001543/2022-83		21/01/2022	WEC 265 20MW	20	85	1.700
43	RN-07	Cattleya	Bluefloat Energy do Brasil	02001.001548/2022-14	*	21/01/2022	WEC 265 20MW	20	59	1.180
44	RN-08	Projeto Galinhos	Shell Brasil Petróleo	02001.006459/2022-56	*	17/03/2022	SG-14-222-DD	14	215	3.010
45	RS-01	Águas Claras	Neoenergia Renováveis	02001.035351/2019-75		10/12/2019	WTG-15.0-246	15	200	3.000
46	RS-02	Ventos do Sul	Ventos do Atlântico	02001.000176/2021-10		05/01/2021	NGT236	13,5	482	6.507
47	RS-03	Tramandai Offshore	Ventos do Atlântico	02001.000177/2021-64		05/01/2021	NGT236	13,5	52	702
48	RS-04	Ventos Litorâneos	Bosford Participações	02001.007465/2021-40		13/04/2021	V236-15.0 MW	15	83	1.245
49	RS-05	Bravo Vento	SPE Bravo Vento	02001.018521/2021-71		01/09/2021	V236-15.0 MW	15	77	1.155
50	RS-06	Guarita Offshore	Geradora Eólica Brigadeiro III	02001.001399/2022-85		19/01/2022	V236-15.0 MW	15	112	1.680
51	RS-07	Cassino Offshore	Geradora Eólica Brigadeiro IV	02001.001427/2022-64		20/01/2022	V236-15.0 MW	15	128	1.920
52	RS-08	Rio Grande Offshore	Geradora Eólica Brigadeiro V	02001.001470/2022-20		20/01/2022	V236-15.0 MW	15	80	1.200
53	RS-09	Amazonita	Bluefloat Energy do Brasil	02001.001540/2022-40		21/01/2022	WEC 265 20MW	20	150	3.000
54	RS-10	Turmalina	Bluefloat Energy do Brasil	02001.001541/2022-94	*	21/01/2022	WEC 265 20MW	20	159	3.180
55	RS-11	Sopros do Rio Grande do Sul	Totalenergias Petroleo & Gas Brasil	02001.004065/2022-63	*	17/02/2022	V236-15.0 MW	15	200	3.000
56	RS-12	Projeto White Shark	Shell Brasil Petróleo	02001.006451/2022-90		17/03/2022	SG-14-222-DD	14	215	3.010
57	RS-13	Projeto Atobá	Equinor Brasil Energia	02001.008206/2022-17		05/04/2022	Turbog.15 MW	15	166	2.490
58	RS-14	Projeto Ibituassu	Equinor Brasil Energia	02001.008208/2022-14	*	05/04/2022	Turbog.15 MW	15	134	2.010
59	RS-15	Península Wind Offshore	SPE Bravo Vento	02001.008966/2022-24		14/04/2022	V236-15.0 MW	15	180	2.700
60	RS-16	Tecnoluft Wind Offshore	SPE Bravo Vento	02001.008975/2022-15		14/04/2022	V236-15.0 MW	15	180	2.700
61	RS-17	Marine Vórtice WOS	SPE Bravo Vento	02001.008977/2022-12	*	14/04/2022	V236-15.0 MW	15	348	5.220
62	RS-18	Farol de Mostardas Geração Eólica Offshore	Shizen Energia do Brasil	02001.020108/2022-58		29/07/2022	V236-15.0 MW	15	200	3.000
63	RS-19	Querência Geração Eólica Offshore	Shizen Energia do Brasil	02001.020112/2022-16		29/07/2022	V236-15.0 MW	15	200	3.000
64	RS-20	Taim Geração Eólica Offshore	Shizen Energia do Brasil	02001.020116/2022-02		29/07/2022	V236-15.0 MW	15	200	3.000
65	RS-21	Barra do Chui Geração Eólica Offshore	Shizen Energia do Brasil	02001.020121/2022-15		29/07/2022	V236-15.0 MW	15	200	3.000
66	SC-01	Farol Wind Power	SPE Bravo Vento	02001.009129/2022-12		18/04/2022	V236-15.0 MW	15	380	5.700
								TOTAIS	11.571	169.441

Tabela 5.8 - Projetos com processos de licenciamento ambiental abertos

Fonte: IBAMA, 2022

As Figuras 5.10 a 5.14 apresentam os mapas com processos de licenciamento ambiental abertos.



Figura 5.10 - Mapa com processos de licenciamento ambiental abertos

Fonte: IBAMA, 2022



Figura 5.11 - Mapa com processos de licenciamento ambiental abertos no Maranhão, Piauí e Ceará

Fonte: IBAMA, 2022

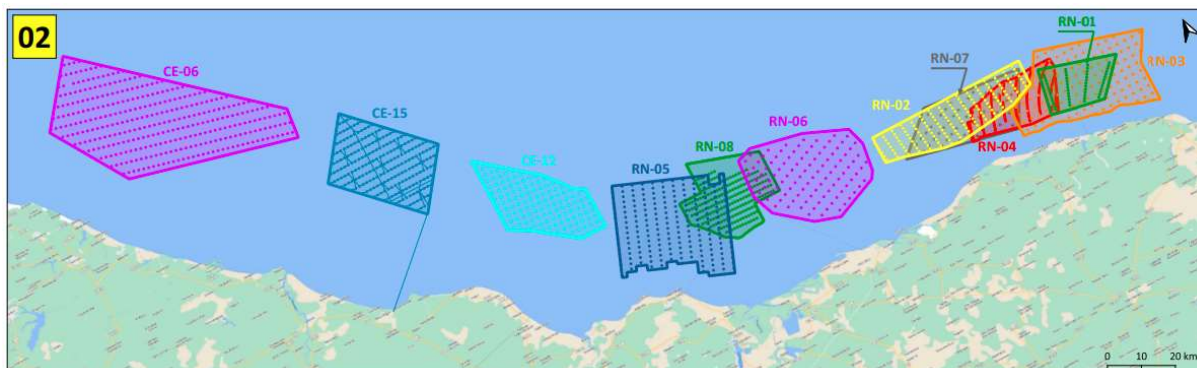


Figura 5.12 - Mapa com processos de licenciamento ambiental abertos no Ceará e Rio Grande do Norte

Fonte: IBAMA, 2022

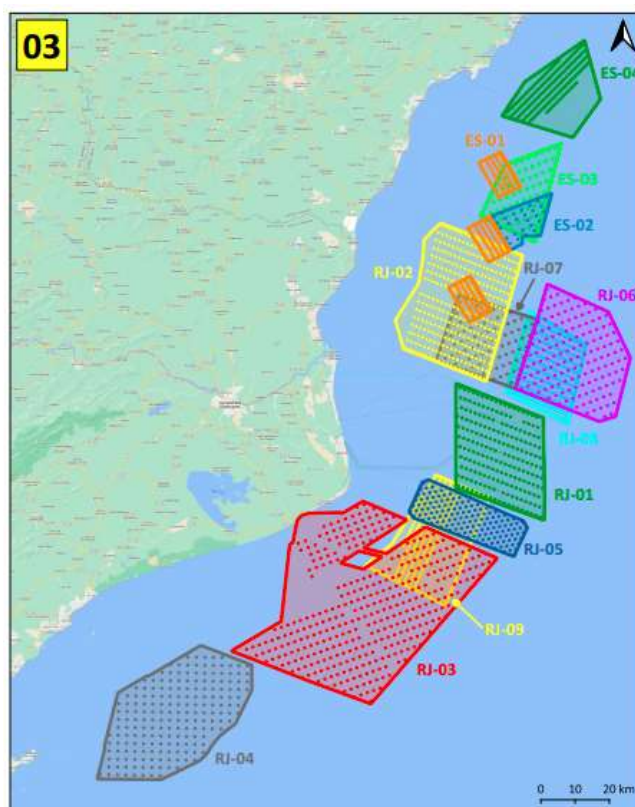


Figura 5.13 - Mapa com processo de licenciamento ambiental aberto no Espírito Santo e Rio de Janeiro

Fonte: IBAMA, 2022

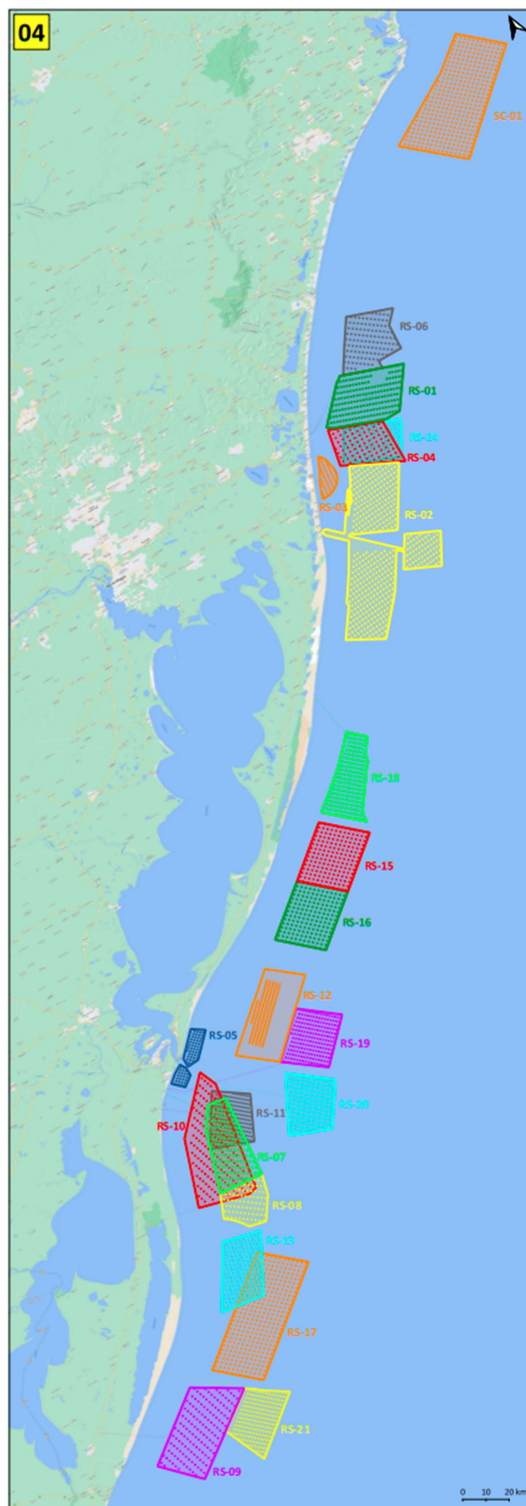


Figura 5.14 - Mapa com processos de licenciamento ambiental abertos no Rio Grande do Sul e Santa Catarina

Fonte: IBAMA, 2022

A Figura 5.15 apresenta a evolução da demanda de licenciamento no IBAMA.

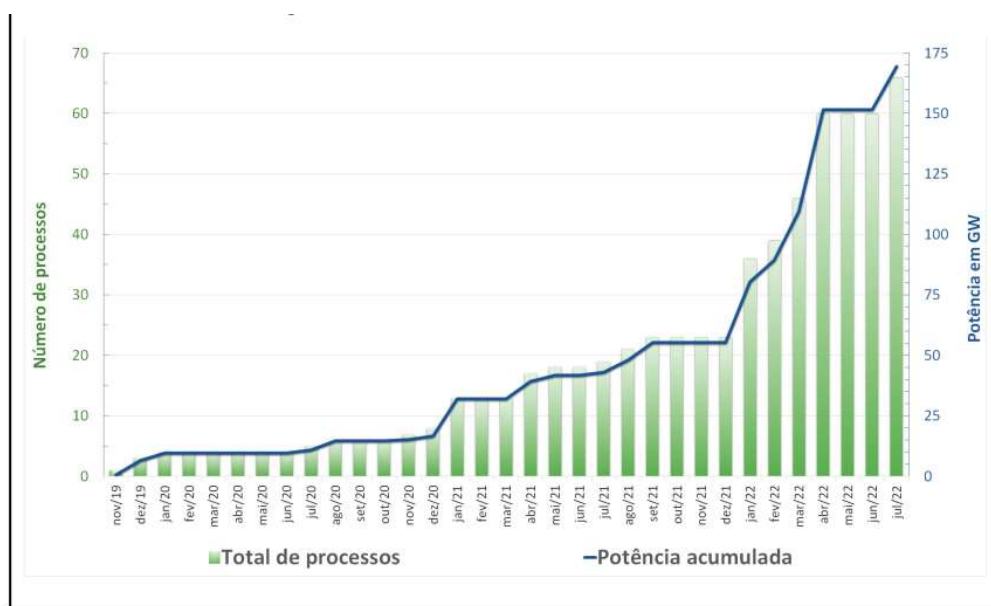


Figura 5.15 - Evolução da demanda de licenciamento
Fonte: IBAMA, 2022

A Figura 5.16 apresenta a capacidade total dos parques eólicos em licenciamento por Estado no IBAMA.

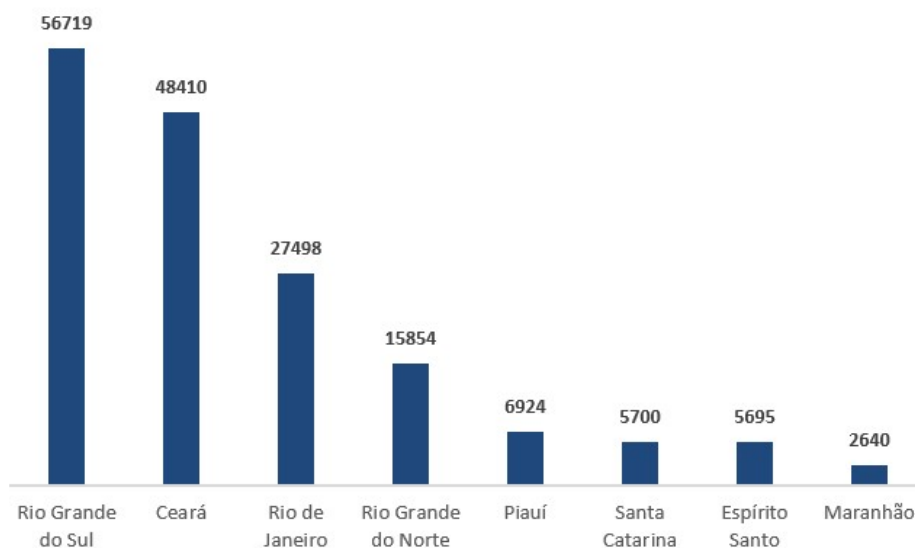


Figura 5.16 - Capacidade total (MW) dos parques eólicos em licenciamento por Estado
Fonte: IBAMA, 2022

6 ENTRAVES PARA IMPLEMENTAÇÃO

6.1 TÓPICOS ASSOCIADOS AOS AEROGERADORES

Do ponto de vista ambiental, a presença física dos aerogeradores no ambiente marinho constitui ponto central em relação aos impactos causados por projetos eólicos offshore, onde as preocupações residem desde o tipo de fundação a ser utilizada no projeto durante a fase de instalação até o impacto visual que essas estruturas podem causar sobre paisagens costeiras durante a fase de operação do parque eólico.

Durante a fase de instalação, a fundação das torres é item essencial para garantir a estabilidade estrutural necessária à segurança operacional das turbinas eólicas offshore. Existem atualmente diferentes opções tecnológicas para a fundação de torres eólicas em ambientes marinhos, sendo que a escolha da tecnologia mais adequada no contexto de cada projeto eólico offshore é definida principalmente em função da profundidade e das características sedimentológicas e geotécnicas da área onde se pretende instalar o projeto. Cada tipo de fundação implica em questões ambientais sobre os ecossistemas marinhos distintas.

A instalação da maioria das fundações fixas, como é o caso do monopile, demanda o encaixe dessas estruturas no fundo marinho, o que é feito com uso de bate-estacas, atividade que tem como uma de suas principais consequências o aumento da produção de ruídos subaquáticos. Considerando que a água possui maior capacidade de dispersar sons que o ar, os ruídos gerados na etapa de instalação trazem consequências negativas para a fauna marinha. A incidência de ruídos subaquáticos gerados pelas turbinas, apesar de ocorrer em menor grau, também é observada durante a fase de operação de parques eólicos offshore.

Também são reportados efeitos adversos sobre o meio físico decorrentes da implantação das fundações, dentre os quais se destacam a ressuspensão de sedimentos, a alteração temporária da qualidade da água e a desestabilização do subsolo marinho. No entanto, fatores oceanográficos locais, como os efeitos das correntes marinhas e marés, podem resultar em processos erosivos no entorno das fundações durante a fase de operação, tendo como uma das principais consequências

o carreamento de sedimentos para áreas à jusante (e.g. LI et al., 2014). Uma das medidas de controle adotadas para amenizar esses efeitos erosivos envolve a proteção da base das fundações com rochas, o que acaba favorecendo a formação de recifes artificiais, com evidências de enriquecimento da fauna marinha local, inclusive dos recursos pesqueiros, reportadas pela literatura (e.g. COATES et al., 2014).

A Figura 6.1 exemplifica as principais questões ambientais associadas à presença física dos aerogeradores offshore.



Figura 6.1 - Principais questões ambientais associadas à presença física dos aerogeradores offshore

Fonte: EPE, 2022

Por conta desse aspecto, associado ao estabelecimento de zonas de exclusão de pesca no entorno de cada turbina eólica, a instalação de parques eólicos offshore tem sido vista como oportunidade de conciliar o desenvolvimento econômico com a conservação da biodiversidade em algumas regiões (e.g. BERGSTRÖM et al., 2014). Por outro lado, do ponto de vista socioeconômico, restrições à navegação e à prática de atividades de pesca no interior de parques eólicos offshore são questões relevantes quando do planejamento de tais projetos, especialmente em virtude das extensas áreas que eles ocupam no espaço marinho.

A experiência internacional também tem demonstrado que o desenvolvimento de projetos eólicos offshore demanda o conhecimento prévio das áreas de pesca utilizadas por pescadores comerciais e artesanais, além de um intenso processo de engajamento das partes interessadas desde as etapas iniciais do seu planejamento como forma de reduzir eventuais conflitos (e.g. GRAY et al., 2016; LIPSKY et al., 2016).

6.2 TÓPICOS ASSOCIADOS AOS CABOS SUBMARINOS

Efeitos adversos causados pela instalação e operação de cabos submarinos associados a projetos eólicos offshore também são reportados pela literatura científica. Revolvimento do fundo marinho, ressuspensão de sedimentos, poluição química e emissão de ruídos subaquáticos são alguns dos principais impactos relatados durante a fase de instalação, manutenção e descomissionamento dessas estruturas (TAORMINA et al., 2018).

Além disso, efeitos de longo prazo também podem ocorrer durante a fase de operação, como alterações no campo eletromagnético, emissão de calor, risco de emaranhamento, poluição química, formação de recifes artificiais e estabelecimento de zonas de exclusão de uso (TAORMINA et al., 2018). Sobre este último tema, a presença de densa malha de cabos submarinos na área do parque eólico offshore é ponto de atenção durante a operação do projeto, fator que pode ensejar na restrição da prática de algumas atividades como é o caso da pesca.

O planejamento prévio do traçado dos cabos submarinos é tido como uma das maneiras de mitigar os impactos causados, de forma a evitar efeitos negativos especialmente sobre espécies bentônicas e habitats marinhos mais sensíveis, como é o caso de áreas de marismas e de recifes de corais.

A Figura 6.2 exemplifica as principais questões ambientais associadas à instalação e operação de cabos submarinos.

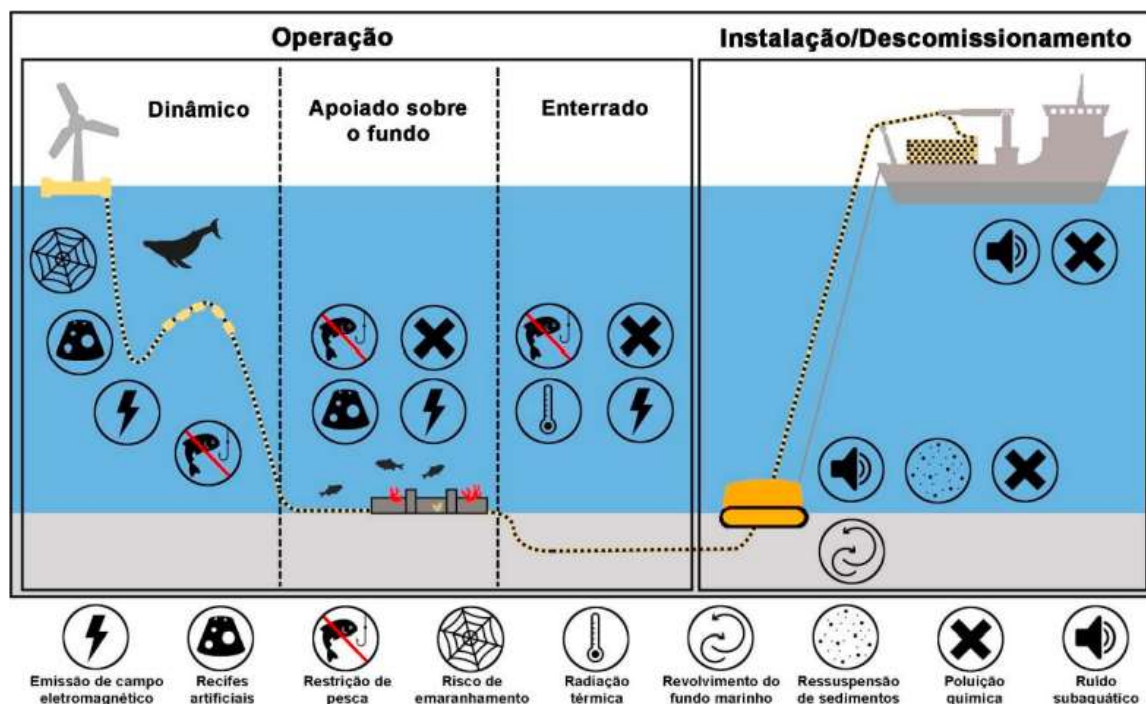


Figura 6.2 - Principais questões ambientais associadas à instalação e operação de cabos submarinos

Fonte: EPE, 2022

De modo geral, a implementação de projetos eólicos offshore não deve ser considerada menos conflituosa quando comparada com a de projetos eólicos em superfície terrestre, e seu desenvolvimento precisa ser balanceado com outros interesses marinhos, especialmente por conta de potenciais interações negativas com outras atividades econômicas (TOKE, 2011). Nesse contexto, a experiência acumulada no primeiro ciclo de desenvolvimento de projetos eólicos offshore nos países europeus ressaltou a importância de se realizar uma avaliação da viabilidade técnico-econômica e ambiental desses projetos em nível estratégico nacional, antes mesmo da designação de qualquer área marítima para a instalação de tais projetos, como uma das principais lições aprendidas (BANCO MUNDIAL, 2010a). Dentre os instrumentos utilizados por esses países, o planejamento espacial marinho e a Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) figuraram como os principais, apoiados na previsão legal para sua adoção.

6.3 PRINCIPAIS DESAFIOS

- Logística de transporte dos equipamentos eólicos.

Por conta das perspectivas de aumento do tamanho e peso dos equipamentos, a questão da logística de transporte passa a representar importante desafio para expansão da fonte. A logística de transporte dos componentes dos aerogeradores continua representando uma preocupação aos fabricantes e aos empreendedores, especialmente pelo fato de a infraestrutura viária da maior parte do País ainda ser precária, principalmente na região Nordeste em relação às necessidades requeridas para o transporte dos equipamentos eólicos. Além disso mesmo quando o suporte logístico é feito via navegação marítima, ainda é comum haver indisponibilidade de embarcações para cabotagem no Brasil, por vezes resultando em atrasos no cronograma de obras dos projetos.

No caso de projetos offshore o grau de complexidade para o transporte desses componentes desde o local de fabricação até a área de montagem dos aerogeradores tem relação com as maiores dimensões físicas das estruturas eólicas. Além disso é observada maior dependência de infraestrutura portuária, que é utilizada de forma intensa por embarcações com porte e características específicos principalmente durante a fase de instalação desses empreendimentos.

- Capacidade portuária com vistas ao desenvolvimento eólico offshore.

Atualmente mesmo para atendimento a projetos eólicos onshore, a infraestrutura portuária existente é considerada deficiente ou subdimensionada para o porte dos componentes eólicos. Projetos eólicos offshore são altamente dependentes de infraestrutura portuária tanto na fase de instalação (por servir como área de apoio para a estocagem dos materiais utilizados na construção e para a montagem dos aerogeradores, bem como, para o atracamento de embarcações especiais utilizadas) como na fase de operação (por oferecer suporte logístico para manutenção dos aerogeradores).

- Repotenciação e descomissionamento dos parques eólicos.

Uma das opções a ser analisada para os primeiros parques eólicos instalados no País é a repotenciação dos aerogeradores, com o objetivo de estender o tempo de operação dessas usinas. Outra opção seria o descomissionamento dos parques, porém, atualmente, o Brasil não dispõe de regramento específico para esta atividade, sendo assim, ainda não se tem clareza quanto aos tipos de estudos ambientais que precisam ser realizados pelos empreendedores e nem quanto ao tipo de licença ambiental ou outro tipo de autorização que deve ser emitida pelo órgão ambiental.

- Necessidade de conferir maior precisão aos dados anemométricos, meteorológicos e climatológicos. Refinar dados disponíveis e, caso necessário, fazer levantamento de informações não disponíveis, para diminuição das incertezas em relação à aptidão dos sítios.

- Identificação de áreas com restrição exploratória na ZEE brasileira. Realizar estudos para levantamento das restrições de cunho tecnológico, ambiental e outras atividades socioeconômicas nas áreas exploráveis.

- Adaptação necessária da atual indústria eólica nacional (hoje direcionada ao mercado onshore) para atender às demandas de projetos offshore. Identificar possíveis oportunidades na cadeia de suprimento, por meio de levantamento e avaliação dos atuais fornecedores e fabricantes de todos os segmentos da cadeia atuantes no mercado brasileiro (ex.: aerogeradores, fundações, subestações, tecnologias HVDC, cabos submarinos e demais componentes).

- Capacidade de pesquisa e desenvolvimento de tecnologia própria e estratégica para reduzir custos sobre importação de equipamentos e insumos, favorecendo a logística interna, celeridade nas implantações e suprir as necessidades de operação.

- Necessidade de especialização dos profissionais envolvidos, tanto da esfera governamental quanto da iniciativa privada. Fomentar ações de capacitação para os agentes envolvidos.

- Identificação de reforços na infraestrutura de transmissão necessários ao pleno escoamento da geração eólica offshore. Realizar avaliação prospectiva da transmissão frente ao desempenho elétrico da rede, considerando o mapeamento do potencial eólico offshore e a localização de projetos viáveis.

- Incertezas sobre os potenciais conflitos socioeconômicos que poderão surgir entre a atividade eólica offshore e outras atividades. Realizar estudos detalhados sobre as atividades socioeconômicas potencialmente conflitantes e incluir as perspectivas da eólica offshore no âmbito das ações em curso voltadas para a implementação do planejamento espacial marinho no Brasil.

- Busca de um instrumento de gestão ambiental com potencial de redução de conflitos relacionados ao uso do espaço marítimo com outras partes interessadas. Validar a adoção da Avaliação Ambiental Estratégica como instrumento para identificar as melhores oportunidades de implantação desses projetos, promover o engajamento das partes interessadas desde a etapa inicial de planejamento e melhor instruir o processo de licenciamento ambiental.

- Necessidade de adequação dos procedimentos atualmente adotados no licenciamento ambiental. Avaliar a necessidade de adaptação das Normas da Autoridade Marítima de forma a incluir a previsão do aproveitamento do recurso eólico offshore.

- Necessidade de aperfeiçoamentos na regulação: (i) quanto à gestão da área que se situa além do mar territorial; (ii) quanto à gestão das águas interiores; (iii) em relação à inexistência de um fluxo procedimental definido para obtenção das outorgas necessárias para implantação de projetos eólicos offshore. Aperfeiçoar a legislação de modo a atender às especificidades da geração de energia elétrica por meio de fonte eólica offshore. Caberá à legislação fixar diretrizes claras de modo a proporcionar o desenvolvimento estável da regulação, assegurando aos interessados a oportunidade de exercer atividade em ambiente de ampla concorrência e de livre iniciativa, conforme assegurado no art. 170 da Constituição da República. Para remover barreiras e que a eólica offshore possa ser candidata para a expansão, com segurança jurídica.

- Competitividade frente a outras fontes renováveis atualmente disponíveis no SIN. Avaliar a inserção da fonte nos mecanismos competitivos de expansão da oferta de energia no país e nos instrumentos de planejamento energético.

7 CONCLUSÃO

Ao redor do mundo, a energia eólica offshore tem se mostrado uma opção cada vez mais viável para geração de energia renovável, impulsionada por políticas energéticas em resposta a preocupações ambientais. Do total de instalações offshore no mundo, Reino Unido, Alemanha e China concentram 83% dos 56 GW instalados.

O Brasil está se posicionando como um mercado eólico offshore altamente promissor. O potencial eólico offshore brasileiro estimado, segundo estudo da EPE (Empresa de Pesquisa Energética) é de 697 GW. Três regiões possuem recurso eólico a ser usufruído em geração de energia, sendo a região norte e nordeste (estados como Ceará, Piauí, Maranhão e Rio Grande do Norte), região sudeste (estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo) e região sul (estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul).

Ressalta-se que a estimativa levantada pela EPE nesse estudo é um potencial teórico, não considerando restrições técnicas e econômicas, as quais podem acarretar em potencial exequível menor do que o potencial teórico. Entretanto, em 2022, o Ibama já analisa 66 processos de licenciamento ambiental de parques eólicos offshore, com proposta de instalação de 11.571 aerogeradores, totalizando 169.441 MW. Avanços regulatórios também tem sido positivos e a previsão é que até o final desta década, o país tenha seus primeiros aerogeradores operando no mar.

Os principais entraves e desafios a serem superados por investidores e o poder público, com o intuito de implementar da energia eólica offshore no Brasil, estão relacionados em acelerar o estabelecimento de um plano jurídico regulatório; sanar precariedade da infraestrutura para logística e transporte dos equipamentos eólicos; desenvolver capacidade portuária; adaptação da atual indústria eólica nacional onshore para offshore; especialização dos profissionais envolvidos; reforços na infraestrutura de transmissão de energia; impactos ambientais; competitividade frente a outras fontes renováveis e capacidade de pesquisa e desenvolvimento de tecnologia própria.

Da mesma forma, é interessante um aprofundamento sobre as restrições nas áreas exploráveis e sobre investimento que será necessário para suprir todo potencial eólico offshore no Brasil.

REFERÊNCIAS

ASSESSMENT OF THE OFFSHORE WIND TECHNICAL POTENTIAL FOR THE BRAZILIAN SOUTHEAST AND SOUTH REGIONS da revista Energies MDPI. Volume 196, 2020. Rio de Janeiro. em: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117097> . Acesso em 08/10/2022.

BEN 2022 BALANÇO ENERGÉTICO NACIONAL do MME/EPE. Relatório Síntese 2022. Brasília/DF. em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2022> . Acesso 15/08/2022.

CONFERENCE AND WORKSHOP REPORT do Joint Research Centre (JRC). 2018. Itália. em: <https://data.europa.eu/doi/10.2760/23207> . Acesso em 16/08/2022.

GLOBAL OFFSHORE WIND REPORT 2022 da GWEC. 2022. Bruxelas, Bélgica. em: https://gwec.net/wp-content/uploads/2022/06/GWEC-Offshore-2022_update.pdf Acesso em 06/10/2022.

GLOBAL WIND REPORT 2022 da GWEC. 2022. Bruxelas, Bélgica. em: <https://gwec.net/global-wind-report-2022/> . Acesso em 15/08/2022.

GUIDE TO AN OFFSHORE WIND FARM da Crown Estate e Offshore Renewable Energy Catapult. 2019. Reino Unido. em: <https://www.thecrownestate.co.uk/media/2861/guide-to-offshore-wind-farm-2019.pdf> . Acesso em 16/08/2022.

MAPA SITUA PROJETOS DE COMPLEXOS EÓLICOS OFFSHORE EM LICENCIAMENTO PELO IBAMA. 2022. Brasília. Em: <https://www.ibama.gov.br/laf/consultas/mapas-de-projetos-em-licenciamento-complexos-eolicos-offshore> . Acesso em 26/10/2022.

OCEAN RENEWABLE ENERGY POTENTIAL, TECHNOLOGY, AND DEPLOYMENTS: A CASE STUDY OF BRAZIL da revista Energies MDPI. 2019. Rio de Janeiro. em: <https://doi.org/10.3390/en12193658> . Acesso em 25/09/2022.

OFFSHORE MAGAZINE. VOLUME 82, ISSUE 5, SEPTEMBER-OCTOBER 2022. Em <https://www.offshore-mag.com/> . Acesso em 15/11/2022. 4C OFFSHORE. Reino Unido. Em <https://www.4coffshore.com/windfarms/turbines.aspx> . Acesso em 15/11/2022.

PNE 2020 ANEXO PLANO NACIONAL DE ENERGIA do MME/EPE. 2020. Brasília/DF. em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050> . Acesso 14/09/2022.

PNE 2050 PLANO NACIONAL DE ENERGIA do MME/EPE. 2020. Brasília/DF. em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-2050> . Acesso em 15/08/2022.

PROJETO DE LEI Nº 576, DE 2021. 2022. Brasília. Em: <https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/146793> . Acesso em 26/10/2022.

PROJETO DE LEI Nº 576, DE 2021. 2022. Brasília. Em: <https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2334482&fichaAmigavel=nao> . Acesso em 26/10/2022.

ROADMAP EÓLICA OFFSHORE BRASIL da EPE. 2020. Rio de Janeiro/RJ. em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/roadmap-eolica-offshore-brasil> . Acesso em 15/08/2022.

REGULATION FOR OFFSHORE WIND POWER DEVELOPMENT IN BRAZIL da Revista Internacional Energy Policy, volume 145. 2020. em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111756> . Acesso em 16/08/2022.