

ROADMAP

Eólica *Offshore*

Brasil

Perspectivas e caminhos para
a energia eólica marítima



15
anos

epe
Empresa de Pesquisa Energética

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



PÁTRIA AMADA
BRASIL
GOVERNO FEDERAL



GOVERNO FEDERAL

Ministério de Minas e Energia

Ministro

Bento Costa Lima Leite de Albuquerque Junior

Secretária-Executiva

Marisete Fátima Dadald Pereira

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Reive Barros dos Santos

Secretário de Energia Elétrica

Rodrigo Limp Nascimento

Secretária de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis

José Mauro Ferreira Coelho

Secretário de Geologia, Mineração e Transformação Mineral

Alexandre Vidigal de Oliveira



Empresa pública, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, instituída nos termos da Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Presidente

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Giovani Vitória Machado

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Erik Eduardo Rego

Diretor de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustível (interino)

Giovani Vitória Machado

Diretor de Gestão Corporativa (interino)

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

URL: <http://www.epe.gov.br>

Sede

Esplanada dos Ministérios Bloco "U" - Ministério de Minas e Energia - Sala 744 - 7º andar - 70065-900 - Brasília - DF

Escritório Central

Av. Rio Branco, 01 - 11º Andar
20090-003 - Rio de Janeiro - RJ

Roadmap Eólica Offshore Brasil

Coordenação Geral

Thiago Vasconcellos Barral Ferreira

Equipe Técnica

Bernardo Folly de Aguiar

Bruno Abreu Bastos

Cristina Maria Vasconcelos Falcão

Elisângela Medeiros de Almeida

Fernanda Corrêa Ferreira

Flavio Alberto Figueredo Rosa

Gustavo Brandão Haydt de Souza

Gustavo Pires da Ponte

Helena Portugal Gonçalves da Motta

João Henrique Magalhães Almeida

Josina Saraiva Ximenes

Luciano Basto Oliveira

Luisa Domingues Ferreira Alves

Marcos Vinicius Gonçalves da Silva Farinha

Maria de Fátima de Carvalho Gama

Mariana de Assis Espécie

Mariana de Queiroz Andrade

Paula Monteiro Pereira

Rodrigo Vellardo Guimarães

Samir de Oliveira Ferreira

Sergio Felipe Falcão Lima

Thiago Ivanoski Teixeira

Nº NT-EPE-PR-001/2020-r2

Data: 30 de abril de 2020

Apresentação

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 de apoio, em resposta a preocupações ambientais, e por avanços tecnológicos, desenvolvidos por cadeias de suprimentos amadurecidas em locais com uma grande quantidade de projetos implantados. Do total de instalações *offshore* no mundo, Reino Unido, Alemanha e China concentram mais de 90% dos 23,1 GW instalados (GWEC, 2019a). Em 2018, um total de 4,5 GW foram instalados, sendo que, pela primeira vez, a China foi responsável pela maior parte dos projetos instalados (Figura 1).

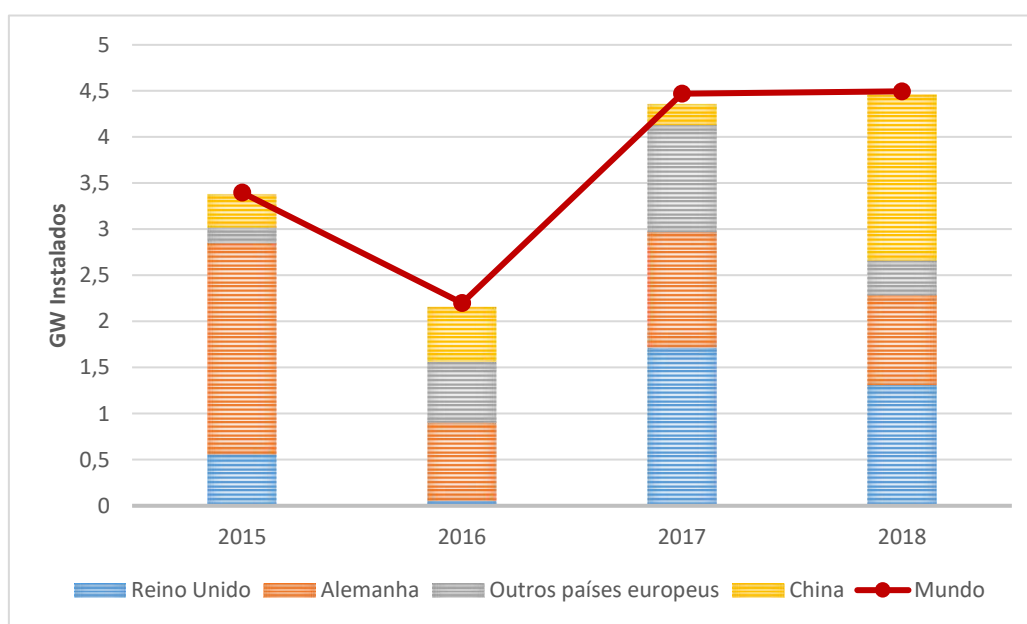


Figura 1 – Evolução da instalação de novos parques eólicos *offshore* no mundo nos últimos 4 anos (adaptado de GWEC, 2019a).

Além disso, para se atender ao compromisso da União Europeia de possuir 20% da matriz energética composta por energias renováveis até o ano de 2020, foi necessário desenvolver um conjunto de metas legalmente vinculantes e específicas para cada país, sendo que as políticas públicas desenvolvidas visaram a minimização de custos dos projetos e redução dos impactos sobre o contribuinte (NREL, 2017).

Recentes números mostram que a Europa é o maior mercado do mundo em total de energia eólica *offshore* instalada e o maior em novas instalações, sendo capitaneado por Reino Unido e Alemanha, conforme ilustra a Figura 2.

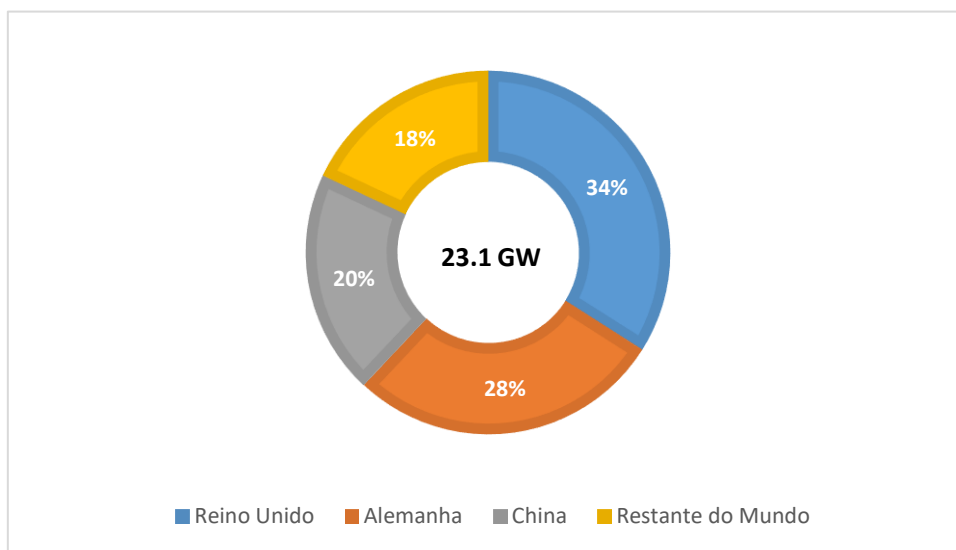


Figura 2 – Capacidade instalada de parques eólicos *offshore* (adaptado de GWEC, 2019a).

No mercado asiático, China, Japão, Taiwan, Coreia do Sul, Vietnã e Índia já apresentam algum desenvolvimento direcionado para as eólicas *offshore*, e estão tomando medidas para estimular as indústrias locais (NREL, 2017).

Nas Américas, os Estados Unidos iniciaram suas atividades na indústria eólica *offshore* em 2016, com o lançamento do projeto *Deepwater Wind*, de 30 MW. Este marco foi acompanhado pelo aumento do apoio de políticas internas dos estados de Massachusetts, Nova York e Maryland para atrair a cadeia de energia eólica *offshore* (NREL, 2017). Sob este cenário, em setembro de 2016, foi lançada a Estratégia Nacional Eólica *Offshore* do Departamento do Interior (DOI), identificando as principais ações de pesquisa necessárias para se atingir um cenário de 86 GW implantados até 2050. A Estratégia Nacional de Energia Eólica *Offshore* delinea uma estrutura para desenvolver uma indústria *offshore* robusta e sustentável, reduzindo custos e riscos tecnológicos.

Diante do exposto, constata-se que a fonte eólica *offshore* vem crescendo no mundo, o que motivou agentes, não somente do setor elétrico como também da indústria de petróleo e gás no Brasil, a buscar entender melhor o potencial e outras características referentes a essa fonte.

Atenta à expansão observada para a fonte eólica *offshore* no cenário internacional nos últimos anos, a Empresa de Pesquisa Energética – EPE, empresa pública vinculada ao Ministério de Minas e Energia, no âmbito de suas competências legais, tem empreendido esforços para inserir essa fonte na perspectiva do planejamento energético brasileiro. Os resultados desses estudos e pesquisas servem de base para a formulação e a avaliação de alternativas para atendimento dos serviços energéticos do país, assim como na elaboração de planos para a viabilização da expansão da oferta de energia, conforme as diretrizes, princípios e metas definidos, em geral, pela União através dos órgãos competentes, como o Conselho Nacional de Política Energética e o Ministério de Minas e Energia.

O primeiro documento publicado pela EPE que contém essa temática foi o caderno de Recursos Energéticos, estudo que integra o Plano Nacional de Energia – PNE 2050¹ e que trouxe o mapeamento dos recursos energéticos disponíveis no país no horizonte de longo prazo. Nesse estudo consta o primeiro esforço institucional de mapeamento do recurso eólico *offshore* ao longo do litoral brasileiro. Mais recentemente, a fonte eólica *offshore* também foi inserida no horizonte de médio prazo, tendo sido considerada pela primeira vez como fonte candidata à expansão nas análises conduzidas no âmbito do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2029².

Além do crescimento dessa fonte no cenário internacional, a existência de empreendimentos eólicos *offshore* com processo de licenciamento ambiental aberto no Brasil em 2018 foi uma das motivações para a elaboração de um estudo dedicado à essa fonte, devido especialmente ao seu ineditismo no contexto nacional.

Assim surgiu, por parte da EPE, a iniciativa de elaborar o *Roadmap Eólica Offshore Brasil*, estudo que tem como objetivo principal identificar possíveis barreiras e desafios a serem enfrentados para o desenvolvimento da fonte eólica *offshore* no Brasil e apontar algumas recomendações, do ponto de vista do planejador, além de compreender melhor os aspectos relativos a essa fonte.

É importante ressaltar que esse documento **não tem como finalidade a proposição de uma política de incentivo a essa fonte energética**, mas sim estabelecer um ponto de partida para as discussões sobre a fonte eólica *offshore* concernentes ao planejamento energético e, com isso, estimular futuras discussões sobre o tema, de forma mais detalhada e específica para os pontos considerados mais relevantes.

O processo de elaboração desse estudo esteve apoiado em pesquisas bibliográficas, utilizando principalmente referências internacionais e relatórios publicados sobre o tema. A fim de acompanhar as movimentações do mercado brasileiro sobre a fonte eólica *offshore*, a EPE manteve interações com diversos órgãos governamentais (MME, Aneel, Ibama, Marinha, SPU, entre outros), pesquisadores e empresas com projetos em desenvolvimento no país e/ou experiência nesse segmento internacionalmente. Há que se destacar as contribuições obtidas durante o workshop “Energia Eólica Marítima”, organizado pela EPE em abril de 2019, evento que contou com ampla participação de agentes interessados. Adicionalmente, a EPE contou com o apoio em ações de capacitação da equipe, incluindo missões técnicas, oferecidas pela Embaixada Britânica no Brasil, GIZ (Agência Alemã de Cooperação Internacional) e Banco Mundial.

¹ http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-416/NT04%20PR_RecursosEnergeticos%202050.pdf. Acesso em: 13 jan. 2020.

² <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-423/topico-482/03%20Gera%C3%A7%C3%A3o%20Centralizada%20de%20Energia%20El%C3%A9trica.pdf>. Acesso em: 13 jan. 2020.

O presente documento foi estruturado em cinco capítulos temáticos, seguido das conclusões e de uma síntese dos desafios e ações propostas.

Dessa forma, a EPE espera que o *Roadmap Eólica Offshore Brasil* possa contribuir para o amadurecimento do debate a respeito da fonte eólica *offshore* no país. Além disso, tendo em vista a dinâmica do mercado internacional, espera-se que o presente estudo possa auxiliar na identificação de oportunidades para o mercado brasileiro e, no contexto da modernização do setor elétrico e das muitas transformações em curso na indústria de energia, apontar caminhos para que essa fonte possa se apresentar de forma competitiva para o atendimento às necessidades de desenvolvimento do Brasil.

Boa leitura!

Índice

1.	Mapeamento do Potencial.....	9
1.1.	<i>Introdução</i>	9
1.2.	<i>Metodologia</i>	9
1.2.1.	Estimativa da velocidade do vento	9
1.2.2.	Área aproveitável	11
1.2.3.	Potência	13
1.2.4.	Energia	13
1.3.	<i>Resultados</i>	14
1.3.1.	Sensibilidade: alteração da base de dados.....	14
1.3.2.	Sensibilidade: alteração da altura de referência	15
1.3.3.	Potencial eólico <i>offshore</i>	15
2.	Aspectos Tecnológicos e Custos	19
2.1.	<i>Introdução</i>	19
2.2.	<i>Equipamentos</i>	19
2.2.1.	Evolução dos projetos.....	20
2.2.2.	Fabricantes.....	21
2.2.3.	Performance	22
2.3.	<i>Fundações</i>	24
2.3.1.	Seleção do tipo de fundação.....	25
2.3.2.	Tipos de fundação.....	27
2.3.2.1.	<i>Estruturas fixas</i>	28
2.3.2.2.	<i>Estruturas flutuantes</i>	31
2.4.	<i>Medição do Recurso Eólico</i>	32
2.4.1.	Torre de medição.....	32
2.4.2.	Boias oceanográficas.....	33
2.4.3.	LIDAR e SODAR.....	34
2.4.4.	Medição por sensores em satélites.....	36
2.5.	<i>Infraestrutura e Logística</i>	37
2.5.1.	Infraestrutura portuária	37
2.5.2.	Logística	43
2.6.	<i>Custos</i>	44
2.6.1.	Referências de estimativas de custo	46
2.6.1.1.	<i>IRENA – International Renewable Energy Agency</i>	46
2.6.1.2.	<i>NREL – National Renewable Energy Laboratory</i>	49
2.6.1.3.	<i>Lazard</i>	50
2.6.1.4.	<i>Considerações da EPE</i>	50
2.6.2.	Estratificação dos custos orçamentários.....	51
2.6.3.	Custos de O&M	53
2.6.4.	Potencial de redução de custos	54
2.7.	<i>Desenvolvimento de Projetos Eólicos Offshore</i>	57
3.	Conexão ao Sistema	60
3.1.	<i>Introdução</i>	60
3.2.	<i>Rede Coletora dos Parques Eólicos Offshore</i>	60
3.3.	<i>Sistemas de Transmissão</i>	62
3.3.1.	Sistemas em corrente alternada	64
3.3.1.1.	<i>Subestações offshore HVAC</i>	65
3.3.2.	Sistemas em corrente contínua	66
3.3.2.1.	<i>Configuração das subestações conversoras</i>	68

3.3.3.	Estruturas de subestações <i>offshore</i>	70
3.3.4.	Cabos submarinos	72
3.4.	<i>Conexão à Rede Básica</i>	74
3.4.1.	Requisitos técnicos	75
4.	Aspectos Legais e Regulatórios	78
4.1.	<i>Introdução</i>	78
4.2.	<i>Experiência Regulatória Internacional</i>	78
4.2.1.	Europa.....	79
4.2.1.1.	<i>Reino Unido</i>	80
4.2.1.2.	<i>Dinamarca</i>	81
4.2.1.3.	<i>França</i>	82
4.2.1.4.	<i>Alemanha</i>	83
4.2.2.	Ásia.....	83
4.2.2.1.	<i>China</i>	83
4.2.3.	América.....	84
4.2.3.1.	<i>Estados Unidos</i>	84
4.3.	<i>Arcabouço Legal para a Participação da Fonte Eólica Offshore na Matriz Brasileira</i>	85
4.3.1.	Legislação vigente, abrangência e medida de sua aplicabilidade.....	85
4.3.2.	Definição de bens da União	87
4.4.	<i>Aspectos Legais Referentes ao Licenciamento Ambiental de Parques Eólicos Offshore</i>	93
4.4.1.	Arcabouço legal.....	94
4.4.2.	Quadro institucional.....	96
5.	Aspectos Ambientais.....	98
5.1.	<i>Introdução</i>	98
5.2.	<i>Licenciamento Ambiental de Projetos Eólicos Offshore no Brasil</i>	98
5.2.1.	Considerações sobre a etapa de licenciamento ambiental prévio na esfera federal.....	99
5.2.2.	Projetos eólicos <i>offshore</i> em licenciamento no Brasil.....	102
5.3.	<i>Questões Ambientais Associadas a Parques Eólicos Offshore</i>	110
5.3.1.	Questões associadas aos aerogeradores	113
5.3.2.	Questões associadas aos cabos submarinos	115
5.3.3.	Principais estratégias de mitigação adotadas	116
5.4.	<i>Uso de Outros Instrumentos de Gestão Ambiental</i>	117
5.4.1.	Gestão do território: uso do zoneamento ambiental e do planejamento espacial.....	117
5.4.2.	Avaliação Ambiental Estratégica como instrumento de gestão ambiental.....	120
6.	Conclusões.....	123
7.	Desafios e Ações	126
8.	Referências Citadas.....	128
9.	Apêndices.....	135
9.1.	<i>Apêndice 1</i>	135
9.2.	<i>Apêndice 2</i>	140

1. Mapeamento do Potencial

1.1. Introdução

Os primeiros estudos da EPE sobre o potencial eólico *offshore* foram realizados no âmbito do Plano Nacional de Energia 2050 (PNE 2050). Após a publicação deste estudo, com estimativa do potencial de 1.780 GW para a Zona Econômica Exclusiva (ZEE) (EPE, 2018), a EPE continuou analisando o assunto e foi verificada a necessidade de atualizar as estimativas iniciais. Os principais fatores motivadores para essa nova análise foram:

- disponibilidade de novas bases de dados; e
- mudança no tamanho e capacidade dos aerogeradores *offshore* no mercado.

Assim, o objetivo deste capítulo é descrever a metodologia utilizada para a nova estimativa do potencial eólico *offshore* do Brasil, de acordo com o estudo desenvolvido pelo corpo técnico da EPE com apoio do Instituto SENAI de Inovação em Energias Renováveis (ISI-ER).

1.2. Metodologia

Para desenvolver um mapeamento do potencial eólico de uma região, é importante obter uma boa estimativa da velocidade do vento dentro desta região. A partir dos dados de velocidade e utilizando ferramentas de geoprocessamento, calcula-se as áreas que seriam apropriadas para o desenvolvimento de parques eólicos. Em seguida, utilizando premissas de fator de ocupação, calcula-se qual capacidade seria instalada naqueles locais e a energia gerada. Os procedimentos realizados estão resumidos na Figura 3 e serão detalhados a seguir.



Figura 3 – Metodologia utilizada para estimativa do potencial eólico *offshore*.

1.2.1. Estimativa da velocidade do vento

Durante a pesquisa, foram analisadas três diferentes bases de dados públicas com estimativas de velocidade de vento no mar do Brasil.

A primeira base utilizada foi disponibilizada pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) e é a mesma base de dados utilizada na atualização do Atlas Eólico Brasileiro (CEPEL, 2013). Os dados de

velocidade média de vento anual possuem resolução de 5 km e foram estimados até 70 km da costa brasileira, com referência ao ano de 2013.

A segunda base utilizada foi a DTU Global Wind Atlas, que é disponibilizada pela Agência Internacional para as Energias Renováveis – IRENA (IRENA, 2015). Os dados de velocidade média de vento anual possuem resolução de 1 km e foram estimados até 30 km da costa brasileira, com referência ao ano de 2015.

Por fim, também foi utilizada a base de dados ERA5, que é disponibilizada pelo ECMWF (*European Centre for Medium-Range Weather Forecasts*) (C3S, 2017). Esta base possui dados horários com resolução de 30 km para toda ZEE, com referência no período entre 2000 e 2017.

As principais características das três bases de dados são mostradas na Tabela 1.

Tabela 1 – Bases de dados utilizadas.

	Wind Atlas	CEPEL	ERA 5
Resolução	1 km	5 km	30 km
Altura (m)	100 e 200	100 e 200	100
Distância da Costa	30 km	70 km	ZEE
Ano Referência	2015	2013	2000 – 2017

Nota-se que as três bases de dados possuem diferentes parâmetros, que podem resultar em distintas estimativas de potencial eólico. Assim, é importante a avaliação da base a ser utilizada como referência, buscando que o resultado final do estudo fique mais robusto e confiável.

Na Figura 4 são mostrados os mapas com as três bases, onde é possível visualizar algumas diferenças, principalmente com relação à distância da costa. No Apêndice 1 são apresentados os mapas com os dados de velocidade do vento das três bases de dados utilizadas.

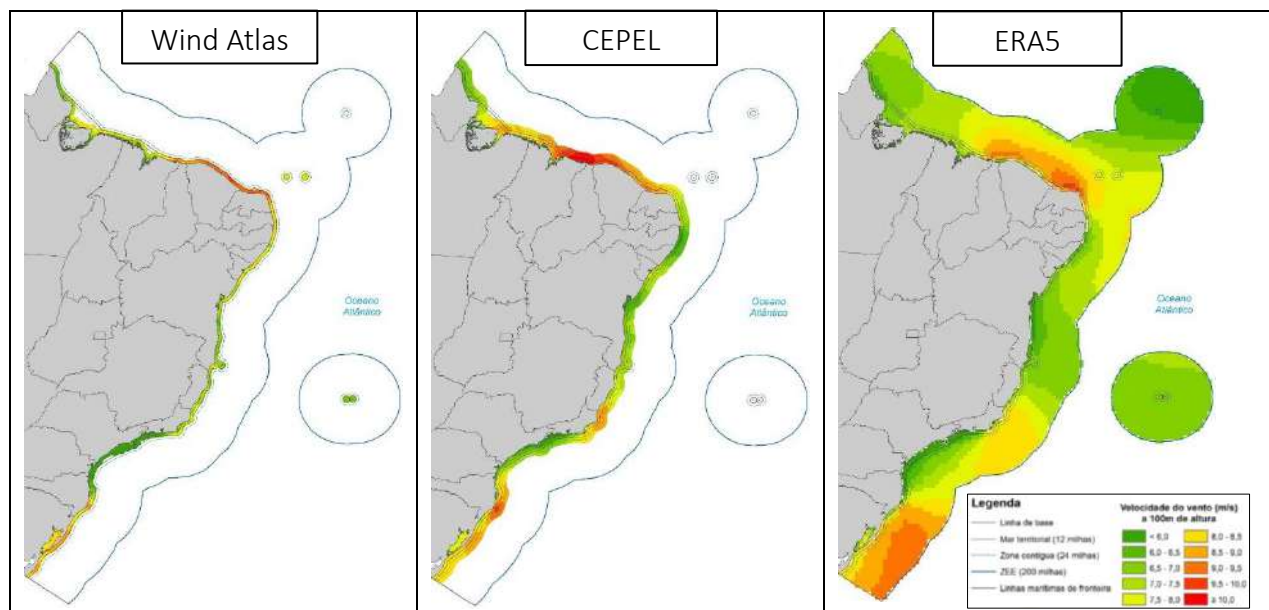


Figura 4 – Bases de dados utilizadas.

1.2.2. Área aproveitável

Utilizando ferramentas de geoprocessamento, as áreas foram integradas de acordo com as respectivas velocidades médias anuais do vento. Além disso, foram utilizados dados de batimetria para avaliar a profundidade dos locais, que é um fator essencial para os estudos de viabilidade de um parque eólico *offshore*. Foram utilizados os dados de batimetria da base pública da CPRM (Serviço Geológico do Brasil) (CPRM, 2013).

As faixas de velocidade e de batimetria que foram utilizadas neste estudo para separação das áreas são apresentadas na Tabela 2. O mapa de batimetria do Brasil é mostrado na Figura 5.

Tabela 2 – Faixas de velocidade e de profundidade consideradas nas análises.

Parâmetro	Faixas	Parâmetro	Faixas
Velocidade (m/s)	6,0 – 6,5	Profundidade (m)	0 – 20
	6,5 – 7,0		20 – 50
	7,0 – 7,5		50 – 100
	7,5 – 8,0		> 100
	8,0 – 8,5		
	8,5 – 9,0		
	9,0 – 9,5		
	9,5 – 10,0		
	>=10,0		

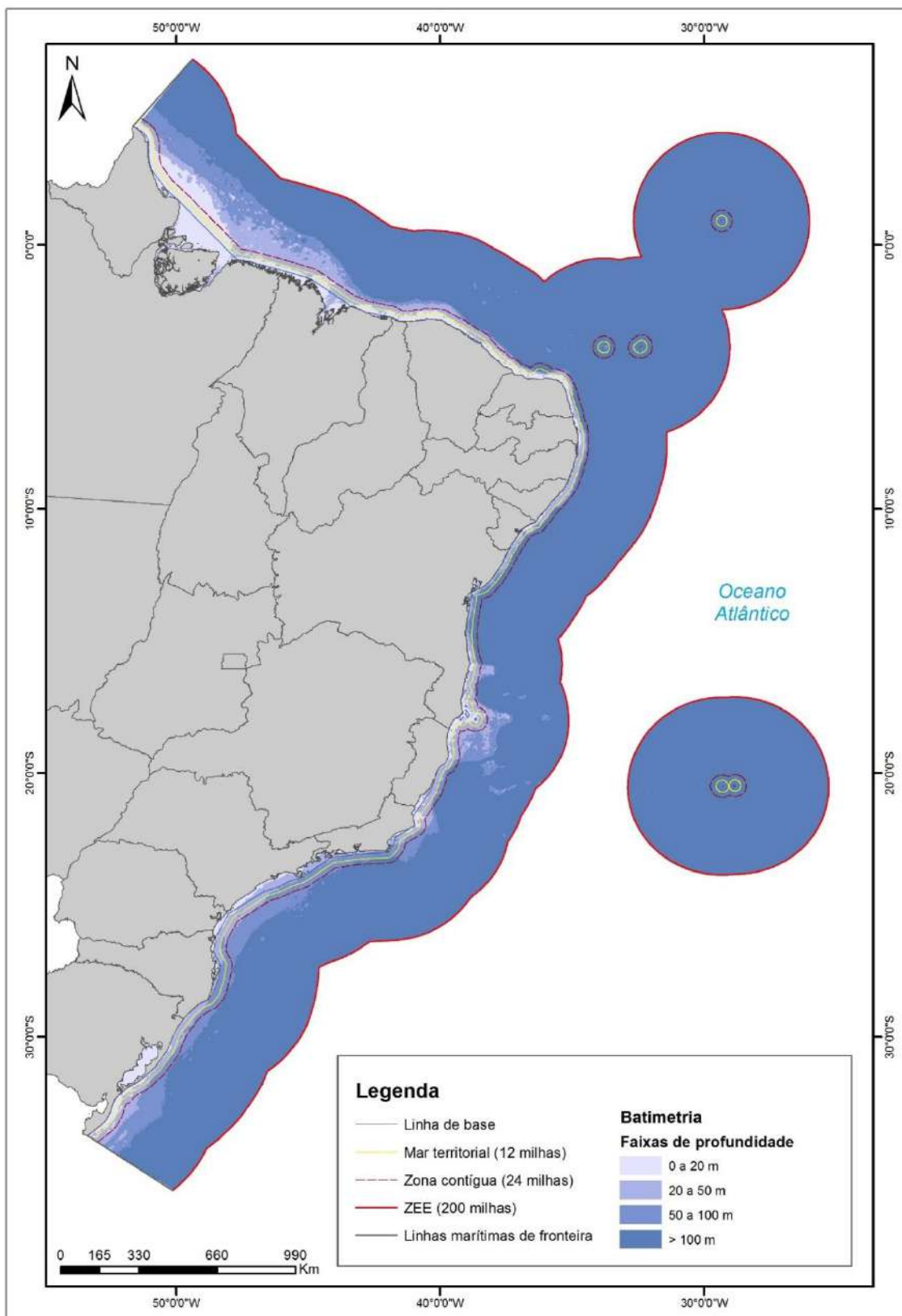


Figura 5 – Faixas batimétricas registradas para o Brasil.

1.2.3. Potência

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 MW/km²) e do Atlas Eólico da Rio Grande do Sul (2,6 MW/km²). 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 MW/km² e, para os estados da Região Sudeste e Sul, foi de 2,6 MW/km².

É importante ressaltar que o desenvolvimento da tecnologia dos aerogeradores e o melhor conhecimento do recurso eólico *offshore* podem aumentar essa taxa de ocupação em cada parque eólico. Ou seja, a tendência é que, com o desenvolvimento da fonte, o potencial eólico aumente.

1.2.4. Energia

A estimativa de geração de energia foi feita a partir dos dados horários de velocidade do vento da base ERA5, visto que esta base é a única com dados horários. Esses dados foram simulados com a curva de potência da turbina de referência divulgada pelo DTU (Universidade Técnica da Dinamarca) (DTU, 2013), mostrada na Figura 6. Esse modelo de turbina possui 10 MW de potência nominal e é representativa dos parques eólicos que estão sendo construídos atualmente no mundo.

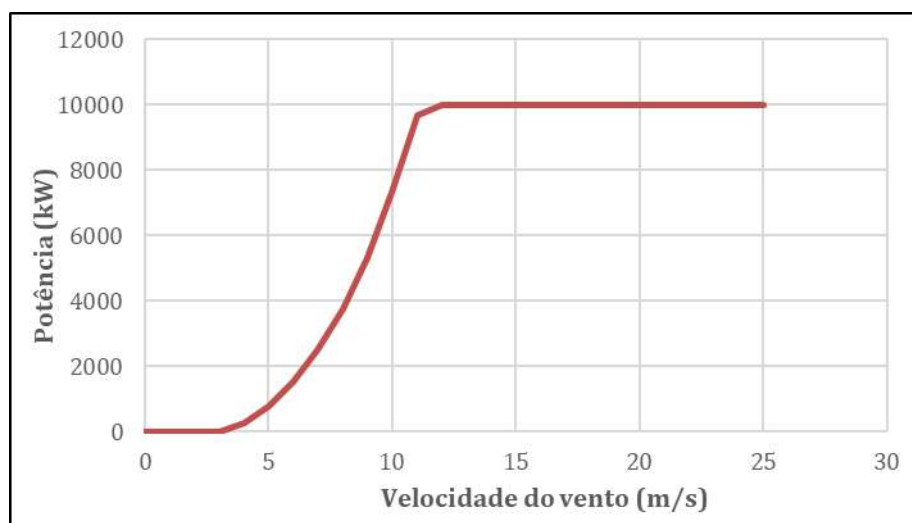


Figura 6 – Curva de potência utilizada.

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 3. Esses resultados foram utilizados nos cálculos de potencial das três bases de dados. Ressalta-se que nenhuma perda foi incluída nestas estimativas (perdas elétricas, efeito esteira e indisponibilidade).

Tabela 3 – Fator de capacidade por região.

Faixa de Velocidade (m/s)	Fator de Capacidade			
	Norte	Nordeste	Sudeste	Sul
6,0 - 6,5	22%	23%	22%	23%
6,5 - 7,0	25%	30%	32%	31%
7,0 - 7,5	32%	37%	38%	37%
7,5 - 8,0	36%	42%	43%	43%
8,0 - 8,5	40%	46%	47%	46%
8,5 - 9,0	47%	54%	49%	49%
9,0 - 9,5	53%	62%	53%	53%
9,5 - 10,0	56%	65%	56%	56%
≥ 10,0	59%	68%	59%	59%

1.3. Resultados

A metodologia utilizada, mesmo sendo bastante simplificada, permite uma análise quantitativa do potencial eólico *offshore* do Brasil. Como as bases de dados possuem diferentes áreas de cobertura e alturas de medição, foram feitas duas análises de sensibilidade para compreender as diferenças nos resultados ao se alterar a base de dados e ao se alterar a altura da estimativa de vento.

1.3.1. Sensibilidade: alteração da base de dados

Dado que as bases possuem diferentes especificações, é importante comparar os resultados obtidos utilizando as três informações. Visto que a base Wind Atlas possui dados apenas até 30 km da costa, foi calculado o potencial apenas até este ponto e com velocidades acima de 7 m/s.

Como pode ser verificado na Tabela 4, o potencial calculado a partir da base ERA5 foi menor em todas as regiões. Isso mostra que, utilizando esta base de dados como referência, as estimativas de potencial serão mais conservadoras.

Tabela 4 – Potencial eólico a 30 km da costa ($V > 7,0$ m/s).

Região	Áreas aproveitáveis (1.000 km ²)			Potencial (GW)			Potencial (TWh)		
	Wind Atlas	CEPEL	ERA5	Wind Atlas	CEPEL	ERA5	Wind Atlas	CEPEL	ERA5
Norte	27	23	9	101	87	35	312	299	98
Nordeste	95	67	48	357	251	181	1.460	1.122	732
Sudeste	18	22	12	47	57	32	162	221	119
Sul	37	41	26	96	108	68	382	421	257
Total	177	154	96	601	503	317	2.316	2.063	1.206

1.3.2. Sensibilidade: alteração da altura de referência

As bases de dados Wind Atlas e CEPEL possuem registros de velocidade de vento a 100m de altura e a 200m, possibilitando a comparação entre essas duas opções. Avaliando os resultados, percebe-se que a mudança de 100 m causou um aumento no potencial de 10% considerando a base Wind Atlas (Tabela 5) e 15% considerando a base CEPEL (Tabela 6).

Tabela 5 – Potencial eólico em duas alturas utilizando a base Wind Atlas.

Região	Áreas aproveitáveis (1.000 km ²)		Potencial (GW)		Potencial (TWh)	
	100m	200m	100m	200m	100m	200m
	Norte	28	36	104	134	320
Nordeste	99	103	370	387	1509	1606
Sudeste	18	22	48	57	165	200
Sul	38	39	98	100	391	412
Total	183	200	620	679	2385	2639

Tabela 6 – Potencial eólico em duas alturas utilizando a base CEPEL.

Região	Áreas aproveitáveis (1.000 km ²)		Potencial (GW)		Potencial (TWh)	
	100m	200m	100m	200m	100m	200m
	Norte	58	78	216	291	724
Nordeste	181	203	681	761	2961	3419
Sudeste	72	88	187	229	711	908
Sul	97	100	252	259	1024	1162
Total	408	469	1335	1541	5420	6502

1.3.3. Potencial eólico *offshore*

Para estimar o potencial eólico *offshore* será usada a base de dados ERA5, única entre as estudadas que engloba toda a ZEE. Os resultados estão detalhados na Tabela 7, integrados por faixas de velocidade e batimetria.

Ressalta-se que as análises deste capítulo não consideraram nenhuma restrição nas áreas exploráveis, como por exemplo áreas de proteção ambiental, rotas comerciais, rotas migratórias de aves, áreas de exploração de petróleo ou outras áreas com usos conflitantes.

Tabela 7 – Potencial eólico offshore por região.

Região Norte												
Velocidade /Batimetria	Áreas aproveitáveis (km²)				Potencial (GW)				Potencial (TWh)			
	0-20	20-50	50-100	>100	0-20	20-50	50-100	>100	0-20	20-50	50-100	>100
6,0 - 6,5	21.478	613	-	-	81	2	-	-	158	5	-	-
6,5 - 7,0	46.663	18.940	41.150	63.916	175	71	154	240	386	157	340	529
7,0 - 7,5	20.927	31.633	12.174	89.391	78	119	46	335	221	333	128	942
7,5 - 8,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8,0 - 8,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
8,5 - 9,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9,0 - 9,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9,5 - 10,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
≥ 10,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Região Nordeste												
Velocidade /Batimetria	Áreas aproveitáveis (km²)				Potencial (GW)				Potencial (TWh)			
	0-20	20-50	50-100	>100	0-20	20-50	50-100	>100	0-20	20-50	50-100	>100
6,0 - 6,5	5.821	9.862	706	179.729	22	37	3	674	43	73	5	1.336
6,5 - 7,0	14.882	19.654	5.873	293.854	56	74	22	1.102	146	193	58	2.878
7,0 - 7,5	13.634	19.984	5.100	296.483	51	75	19	1.112	166	243	62	3.605
7,5 - 8,0	4.042	12.644	3.154	431.893	15	47	12	1.620	55	172	43	5.892
8,0 - 8,5	4.380	3.345	855	151.656	16	13	3	569	66	51	13	2.294
8,5 - 9,0	12.795	12.763	2.528	86.905	48	48	9	326	226	226	45	1.537
9,0 - 9,5	3.267	6.777	1.698	20.428	12	25	6	77	66	137	34	414
9,5 - 10,0	729	560	154	2.971	3	2	1	11	16	12	3	63
≥ 10,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Região Sudeste												
Velocidade /Batimetria	Áreas aproveitáveis (km²)				Potencial (GW)				Potencial (TWh)			
	0-20	20-50	50-100	>100	0-20	20-50	50-100	>100	0-20	20-50	50-100	>100
6,0 - 6,5	758	2.617	17.167	2.341	2	7	45	6	4	13	86	12
6,5 - 7,0	3.810	7.839	17.002	473.749	10	20	44	1.232	28	58	125	3.478
7,0 - 7,5	1.037	6.690	3.189	132.174	3	17	8	344	9	57	27	1.132
7,5 - 8,0	2.065	3.377	1.457	106.498	5	9	4	277	20	33	14	1.043
8,0 - 8,5	887	4.304	9.353	159.239	2	11	24	414	10	46	100	1.710
8,5 - 9,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9,0 - 9,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
9,5 - 10,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
≥ 10,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Região Sul												
Velocidade /Batimetria	Áreas aproveitáveis (km²)				Potencial (GW)				Potencial (TWh)			
	0-20	20-50	50-100	>100	0-20	20-50	50-100	>100	0-20	20-50	50-100	>100
6,0 - 6,5	462	1.655	6.530	36	1	4	17	0	2	9	34	0
6,5 - 7,0	2.011	1.930	3.587	5.099	5	5	9	13	14	14	25	36
7,0 - 7,5	5.634	496	2.084	10.808	15	1	5	28	47	4	18	91
7,5 - 8,0	3.512	2.145	2.320	24.004	9	6	6	62	34	21	23	233

8,0 - 8,5	6.915	16.233	8.714	30.511	18	42	23	79	72	169	91	317
8,5 - 9,0	44	2.127	27.127	103.380	0	6	71	269	0	24	301	1.146
9,0 - 9,5	-	-	-	119.640	-	-	-	311	-	-	-	1.452
9,5 - 10,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
≥ 10,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Os resultados da integração cumulativa dos dados são mostrados na Tabela 8, com destaque (na cor laranja) para as áreas com velocidade acima de 7m/s, que podem ser consideradas atrativas. Os resultados indicam que, a 100 m de altura, o potencial do Brasil seria de 697 GW em locais com profundidade até 50 m (Tabela 9).

Tabela 8 – Potencial eólico offshore acumulado por região.

Região Norte												
Velocidade /Batimetria	Áreas aproveitáveis (km²)				Potencial (GW)				Potencial (TWh)			
	0 -20	20-50	50-100	>100	0 -20	20-50	50-100	>100	0 -20	20-50	50-100	>100
≥6,0	89.068	51.186	53.325	153.306	334	192	200	575	764	495	469	1.471
≥6,5	67.590	50.573	53.325	153.306	253	190	200	575	607	490	469	1.471
≥7,0	20.927	31.633	12.174	89.391	78	119	46	335	221	333	128	942
≥7,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
≥8,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
≥8,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
≥9,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
≥9,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
≥10,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Região Nordeste												
Velocidade /Batimetria	Áreas aproveitáveis (km²)				Potencial (GW)				Potencial (TWh)			
	0 -20	20-50	50-100	>100	0 -20	20-50	50-100	>100	0 -20	20-50	50-100	>100
≥6,0	59.549	85.589	20.068	1.463.920	223	321	75	5.490	784	1.107	263	18.018
≥6,5	53.728	75.727	19.362	1.284.190	201	284	73	4.816	741	1.033	258	16.683
≥7,0	38.846	56.074	13.489	990.336	146	210	51	3.714	595	841	200	13.804
≥7,5	25.213	36.090	8.390	693.853	95	135	31	2.602	429	598	138	10.200
≥8,0	21.171	23.445	5.236	261.960	79	88	20	982	374	425	95	4.308
≥8,5	16.791	20.100	4.381	110.304	63	75	16	414	308	375	82	2.014
≥9,0	3.996	7.337	1.852	23.399	15	28	7	88	82	149	38	477
≥9,5	729	560	154	2.971	3	2	1	11	16	12	3	63
≥10,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Região Sudeste												
Velocidade /Batimetria	Áreas aproveitáveis (km²)				Potencial (GW)				Potencial (TWh)			
	0 -20	20-50	50-100	>100	0 -20	20-50	50-100	>100	0 -20	20-50	50-100	>100
≥6,0	8.558	24.828	48.168	874.002	22	65	125	2.272	70	207	353	7.375
≥6,5	7.800	22.210	31.000	871.660	20	58	81	2.266	67	194	267	7.363
≥7,0	3.990	14.371	13.999	397.911	10	37	36	1.035	39	137	142	3.885
≥7,5	2.953	7.681	10.810	265.738	8	20	28	691	30	79	115	2.753
≥8,0	887	4.304	9.353	159.239	2	11	24	414	10	46	100	1.710

≥8,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
≥9,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
≥9,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
≥10,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Região Sul													
Velocidade /Batimetria	Áreas aproveitáveis (km ²)				Potencial (GW)				Potencial (TWh)				
	0 -20	20-50	50-100	>100	0 -20	20-50	50-100	>100	0 -20	20-50	50-100	>100	
≥6,0	18.579	24.585	50.362	293.478	48	64	131	763	170	240	490	3.276	
≥6,5	18.117	22.930	43.831	293.442	47	60	114	763	168	231	457	3.276	
≥7,0	16.105	21.001	40.245	288.343	42	55	105	750	154	217	431	3.240	
≥7,5	10.472	20.505	38.161	277.535	27	53	99	722	107	213	414	3.149	
≥8,0	6.960	18.360	35.840	253.531	18	48	93	659	72	192	391	2.916	
≥8,5	44	2.127	27.127	223.020	0	6	71	580	0	24	301	2.598	
≥9,0	-	-	-	119.640	-	-	-	311	-	-	-	1.452	
≥9,5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
≥10,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

Tabela 9 – Potencial eólico *offshore* acumulado: Brasil.

Velocidade /Batimetria	Áreas aproveitáveis (km ²)				Potencial (GW)				Potencial (TWh)			
	0 -20	20-50	50-100	>100	0 -20	20-50	50-100	>100	0 -20	20-50	50-100	>100
≥6,0	175.754	186.188	171.923	2.784.706	628	641	531	9.100	1.789	2.048	1.576	30.140
≥6,5	147.234	171.441	147.519	2.602.599	522	591	467	8.420	1.582	1.949	1.450	28.793
≥7,0	79.869	123.078	79.907	1.765.981	276	421	237	5.833	1.008	1.528	902	21.872
≥7,5	38.637	64.276	57.360	1.237.126	129	209	159	4.014	566	890	667	16.101
≥8,0	29.017	46.109	50.429	674.730	100	147	137	2.056	456	664	587	8.934
≥8,5	16.835	22.227	31.507	333.324	63	81	87	993	308	398	383	4.612
≥9,0	3.996	7.337	1.852	143.039	15	28	7	399	82	149	38	1.929
≥9,5	729	560	154	2.971	3	2	1	11	16	12	3	63
≥10,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

2. Aspectos Tecnológicos e Custos

2.1. Introdução

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, nacelle 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).

Assim, o presente capítulo aborda alguns aspectos tecnológicos específicos, tais como fundação e sistemas de medição do recurso, e faz uma análise sobre os custos associados aos parques eólicos *offshore*.

2.2. Equipamentos

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 7 apresenta a evolução do diâmetro e potência das turbinas instaladas em parques eólicos *offshore*.

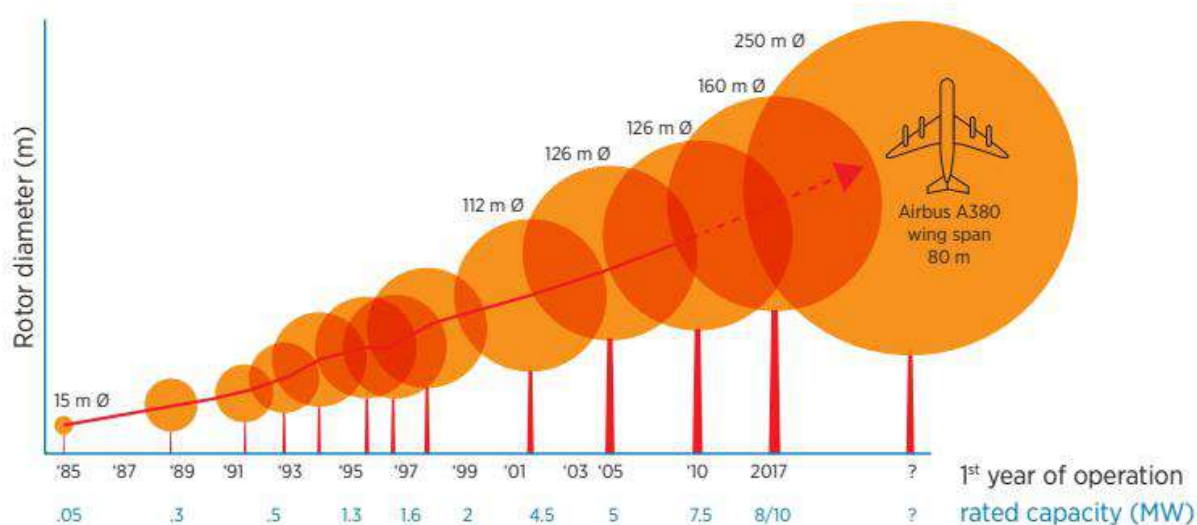


Figura 7 – Evolução do tamanho de turbinas eólicas (IRENA, 2016c).

Como pode-se observar, 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.

Exemplos de turbinas eólicas *offshore* com capacidades nominais de 10MW, já anunciadas por seus fabricantes, são o modelo SG 10.0-193 DD, da Siemens Gamesa, que tem sua produção planejada para o ano de 2022; e o modelo V164-10.0 MW, da MHI Vestas *Offshore* Wind, com disponibilidade para instalação prevista para o ano de 2021. Já a GE, anunciou um modelo de 12 MW e 220 metros de rotor.

2.2.1. Evolução dos projetos

Com a tendência de aumento do diâmetro do rotor das turbinas, também é possível afirmar que a potência unitária dos equipamentos será ampliada. Assim, com turbinas maiores e mais altas, a potência unitária média dos projetos *offshore* atuais (5 – 6 MW) superam as potências unitárias médias *onshore* (2,7 MW³). Está prevista a utilização comercial de turbinas com potência unitária superior à 10MW em 2020. A Figura 8 apresenta a evolução da média da potência das turbinas em parques eólicos *offshore* em construção.

³ Média das potências nominais das turbinas de projetos habilitados nos Leilões de Energia de 2018.

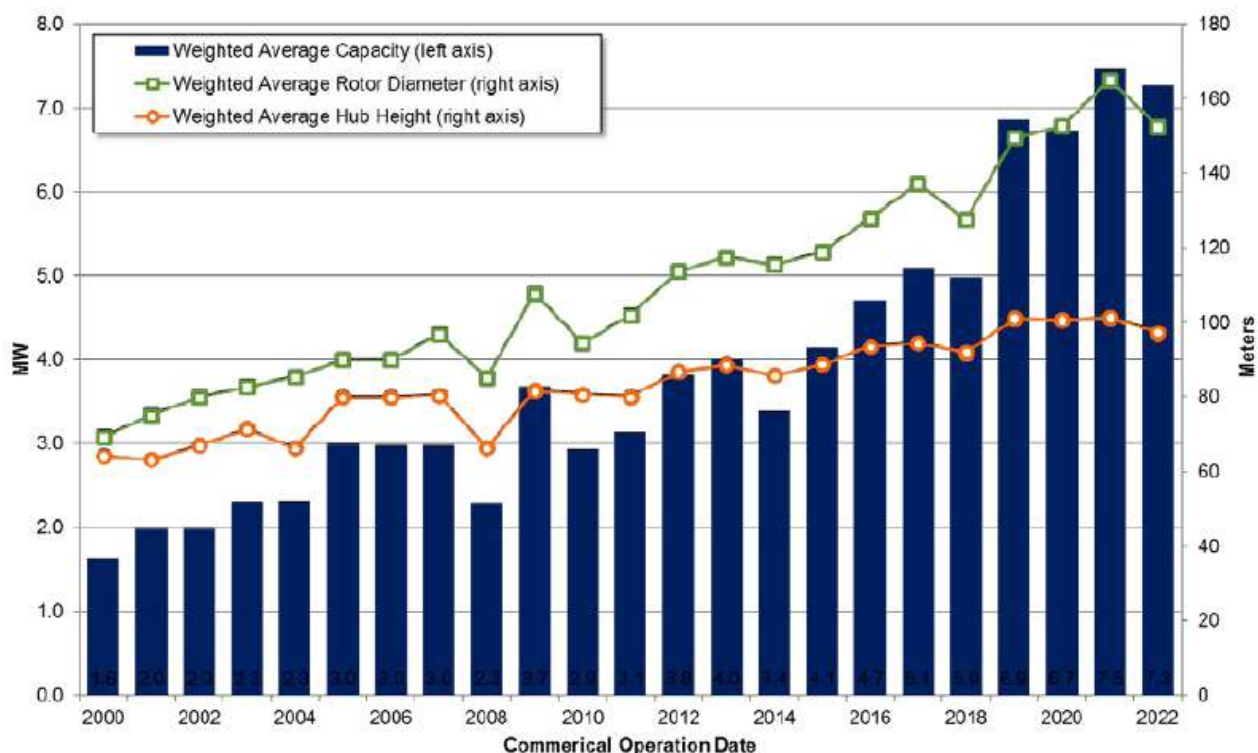


Figura 8 – Evolução das turbinas eólicas *offshore* – Capacidade nominal, diâmetro do rotor e altura do cubo (NREL, 2017).

2.2.2. Fabricantes

Em relação aos fabricantes de turbinas eólicas, *onshore* e *offshore*, cabe destacar que ocorreram várias fusões, aquisições e parcerias nos últimos anos, como por exemplo (NREL, 2017):

- GE e Alstom: o processo de fusão foi concluído no final de 2015, resultando na GE Renewables;
- Gamesa: adquiriu a participação do grupo francês AREVA (de 50%) na Adwen;
- Siemens e Gamesa: fusão em abril de 2017, criando assim a Siemens Gamesa Renewable Energy;
- Sewind (Shangai Electric Wind Power Equipament): começou a construir turbinas *offshore* em parceria com a Siemens, bem como alguns projetos próprios.

Segundo NREL (2017), dos 12,7 GW de projetos *offshore* em operação até o final de 2015, a Siemens detinha 61% do mercado, seguida pela MHI Vestas (16%), Senvion (6%), Gamesa (5%) e Sewind (5%). Por outro lado, dos 18,6 GW em novos projetos, a Siemens Gamesa seria a responsável por 53%, seguida pela MHI Vestas (17%), GE (16%) e Sinovel (5%), conforme Figura 9.

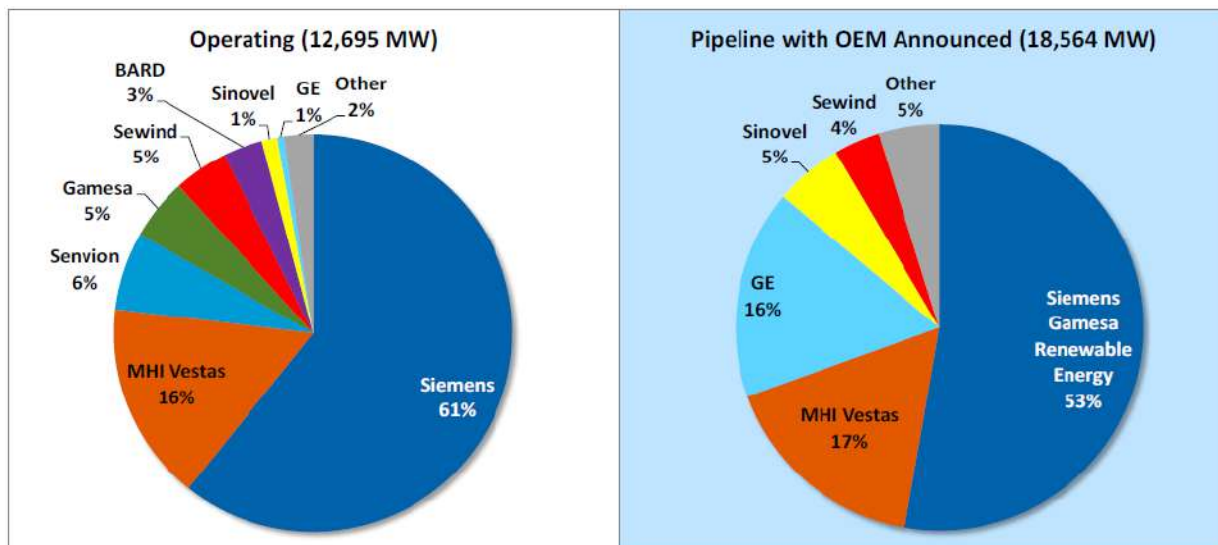


Figura 9 – Fabricantes de turbinas eólicas *offshore* e sua participação no mercado global (NREL, 2017).

Comparativamente, a Siemens se mantém na liderança, apesar de ter uma queda em termos de novos projetos, mesmo após sua fusão com a Gamesa, sendo seguida pela MHI Vestas. No entanto verifica-se um crescimento expressivo da GE, que representava inexpressivos 1% de projetos em operação em 2015. Destaca-se que cinco fabricantes são responsáveis por mais de 90% das turbinas em operação instaladas.

Essas empresas têm um importante papel no processo de adaptação de novos mercados, pois possuem experiência e informações específicas sobre o setor equipamentos *offshore*.

2.2.3. Performance

Com o amadurecimento dos projetos e aumento de diâmetros e alturas, os valores de fator de capacidade observados estão cada vez maiores. Atualmente os locais de desenvolvimento desses projetos estão cada vez mais longe da costa, permitindo projetos em maior escala e acesso a um recurso de maior densidade energética.

O desempenho das turbinas eólicas *offshore* tem melhorado ao longo da última década, acompanhado de maior eficiência no sistema de transmissão e maior captação de energia para um determinado local (NREL, 2017), com o aumento da potência específica (expressa pela razão entre a potência do equipamento e a área varrida pelo rotor, dada em W/m²).

A Figura 10 mostra as tendências de projetos eólicos *offshore* no mundo, indicando um avanço da instalação dos parques em áreas mais afastadas da costa e de maiores profundidades. O tamanho dos círculos na figura indica também a tendência para instalação de projetos maiores, particularmente os projetos em fase de licenciamento e em desenvolvimento.

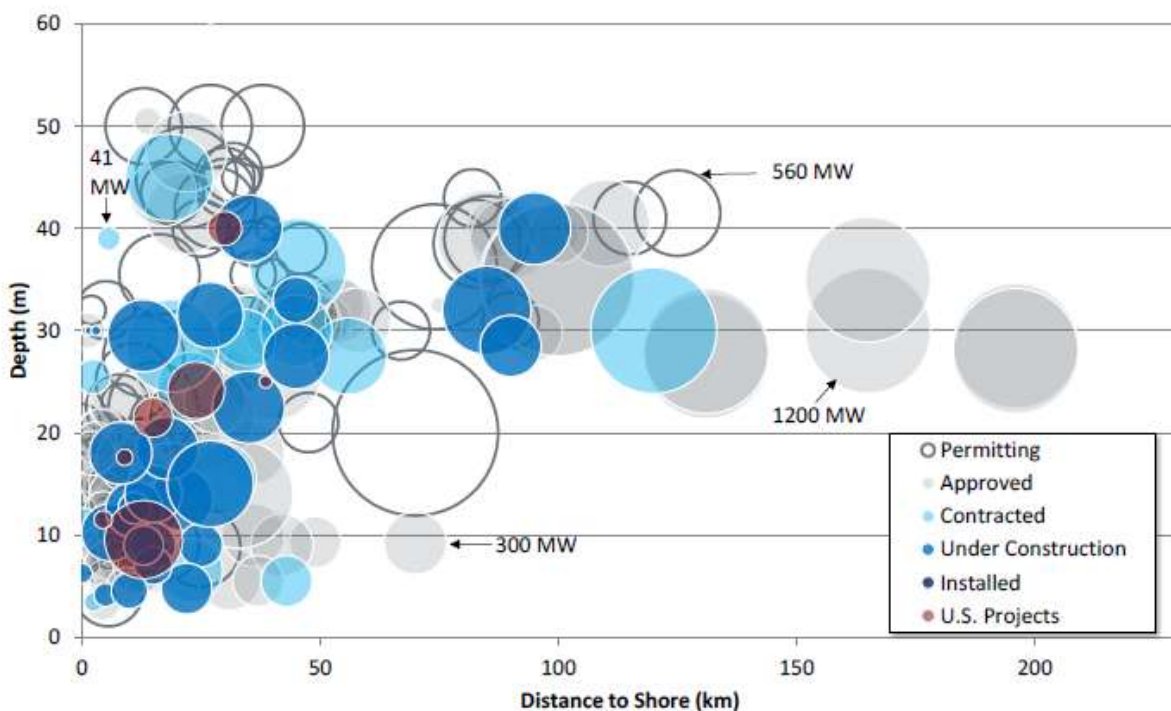


Figura 10 – Distribuição dos projetos eólicos *offshore* em função do tamanho, da profundidade de instalação e da distância da costa (NREL, 2017).

Box 1 – Oportunidades em Tecnologia de Aerogeradores

Turbina de eixo vertical

Estudos indicam que turbinas eólicas de eixo vertical, perpendicular ao solo, podem se mostrar vantajosas em relação às de eixo horizontal, sendo que algumas características do setor *offshore* oferecem oportunidades para este tipo de turbina (SUTHERLAND *et al.*, 2012; IRENA, 2016a):

- O emprego de turbinas de eixo horizontal cada vez maiores, sendo que as pás desse tipo de turbina não estão sujeitas a fadiga, como ocorre em turbinas com eixo vertical. Assim, com o crescimento do tamanho das pás, esse problema se torna mais significativo, encarecendo as turbinas de eixo horizontal atualmente utilizadas;
- Como a rugosidade identificada da água é baixa, a proximidade das pás em relação ao mar não é mais uma desvantagem para a instalação de projetos *offshore*, visto que o vento não é tão turbulento quanto o próximo ao solo nas usinas eólicas *onshore*;
- O custo de fundações flutuantes é mais influenciado pela localização do centro de gravidade do que outros tipos de fundações. Como em turbinas de eixo vertical o centro de gravidade se localiza em alturas menores, podendo trazer ganhos econômicos;
- Os custos de remoção de componentes em parques *offshore* é muito maior do que em parques *onshore*. Nas turbinas de eixo vertical os principais componentes ficam localizados próximos ao nível da água, evitando o uso de grandes guindastes e trabalhos em altura, portanto há redução nos custos de instalação, manutenção e serviços, além de aumento de segurança.

De acordo com a IRENA (2016a), mesmo que as turbinas de eixo vertical venham a ser adotadas comercialmente no setor *offshore*, isso não deve acontecer antes de 2030. Para que a indústria adote a tecnologia será necessária uma redução de custos de cerca de 20%. Caso isso aconteça, é esperado que as reduções no custo nivelado de energia (LCOE) para esta tecnologia sejam maiores que para turbinas de eixo horizontal (por um tempo).

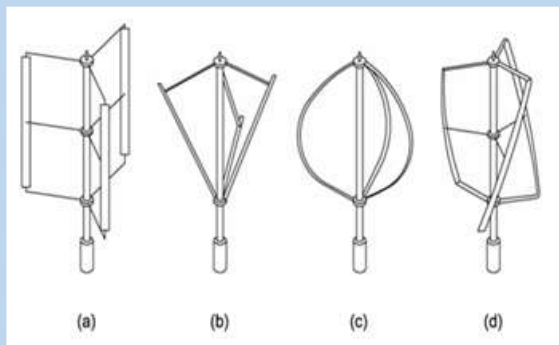


Figura 1 Box 1 – Configurações dos rotores Darrieus: (a) Tipo H, (b) Tipo V, (c) Tipo Troposkien e (d) Tipo Helicoidal ou Gorlov (BATTISTI *et al.*, 2016).

Sistema com múltiplos aerogeradores

O Sistema com múltiplos aerogeradores consiste em dois ou mais rotores que compartilham a mesma estrutura de suporte e parte dos componentes elétricos, conforme ilustrado na Figura 2 Box 1. Alega-se que estes sistemas poderiam trazer diminuição de custos, com reduções no custo nivelado de energia (LCOE) de cerca de 20%, pois haveria menos cabos, maior estabilidade da estrutura e compartilhamento de alguns componentes. Por outro lado, a depender das direções do vento, poderá haver mais perdas aerodinâmicas (IRENA, 2016a).



Figura 2 Box 1 – Fundação para múltiplos rotores (www.hexicon.eu).

2.3. 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.

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. Projetistas e fabricantes estão inovando simultaneamente para diminuir os custos (NREL, 2017):

- Adotando geometrias mais eficientes, e que buscam minimizar materiais e simplificar a fabricação;
- Otimizando as operações de instalação, diminuindo o tempo e/ou reduzindo as dependências de embarcações mais caras; e
- Com o amadurecimento da cadeia de suprimentos, incorporando equipamentos e processos mais eficientes.

2.3.1. Seleção do tipo de fundação

Os principais aspectos para a seleção de um tipo de fundação incluem a profundidade da água, as condições do solo marinho, as características da turbina, as massas do rotor e da nacelle, a velocidade do rotor, a experiência e capacidade da cadeia de suprimentos (tanto na fabricação quanto na instalação das fundações) (IRENA, 2016a).

A Figura 11 mostra os tipos de fundação utilizados em projetos instalados no mundo. No gráfico da esquerda observa-se que a maioria dos projetos em operação (cerca de 80%) possuem fundações do tipo *monopile*, e, analisando o gráfico da direita, a previsão é de que permaneça como o tipo de fundação dominante, mas deve perder participação de mercado para outros tipos, refletindo uma tendência de mudança no setor, com a instalação de parques em locais de águas mais profundas e tamanhos maiores de turbinas, o que exige a utilização de outros tipos de fundação. Essa mudança no setor foi desacelerada pelo surgimento de *monopiles* “extra-grandes”, que permitiu a adaptação desse tipo de fundação a profundidades maiores (maiores que 40 metros) e também ao maior tamanho das turbinas.

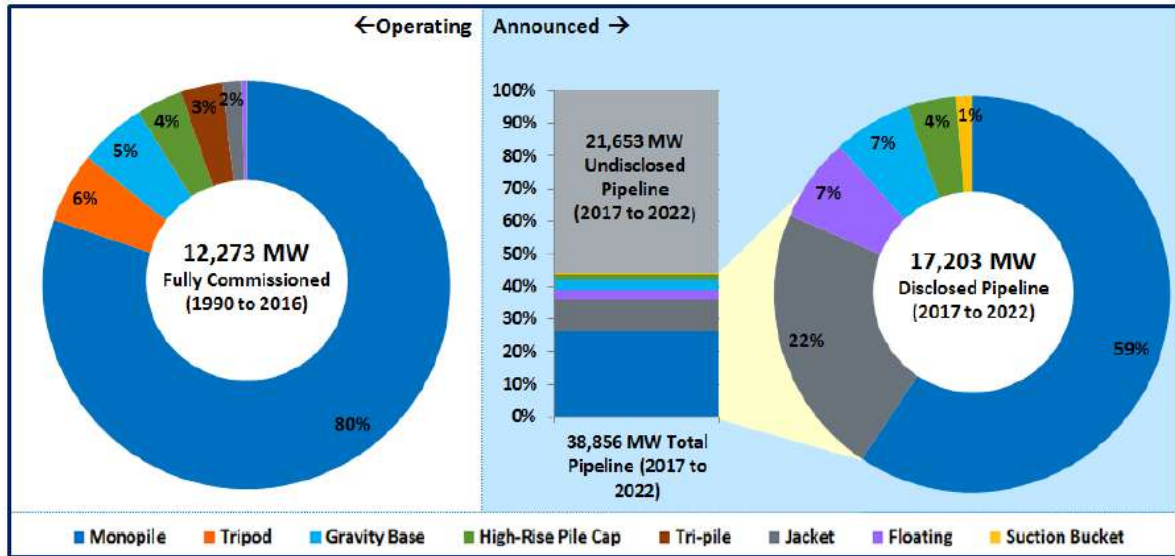


Figura 11 – Tipos de fundações utilizadas para turbinas eólicas *offshore* (NREL, 2017).

A maioria dos projetos instalados estão localizados em águas mais rasas, o que demonstra que as estruturas flutuantes ainda não possuem tecnologia madura, corroborando com seus custos mais elevados. Os primeiros parques eólicos com fundações flutuantes estão previstos para 2020 a 2025, estando os primeiros protótipos em funcionamento há vários anos.

Um dos fatores que mais impacta o custo de instalação é a distância do projeto em relação à costa, diretamente relacionada a profundidade na qual estará instalado o aerogerador, conforme pode ser observado na Figura 12. Quanto maior a profundidade, mais cara a estrutura, considerando que o aerogerador será fixado no solo marinho.

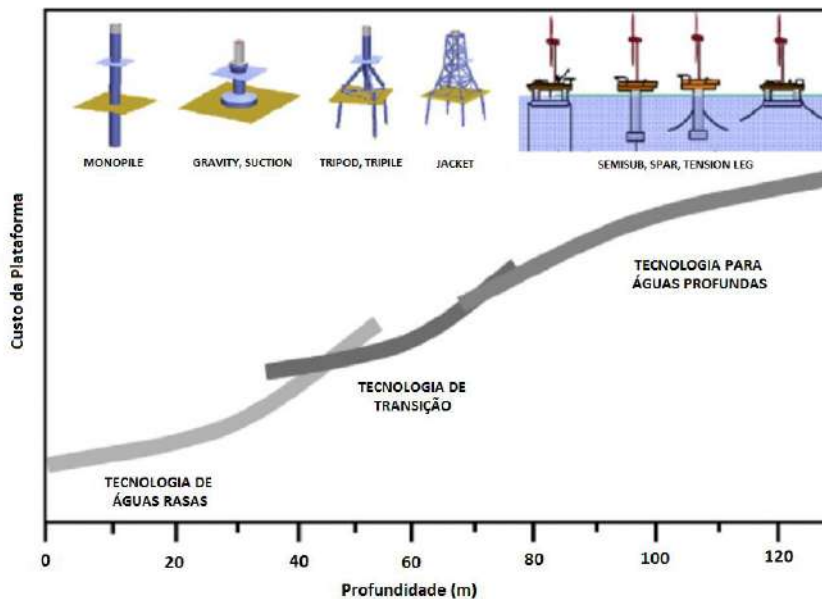


Figura 12 – Custo relativo da estrutura *offshore* de acordo com a tecnologia (adaptado de TJIU *et al.*, 2015).

Segundo IRENA (2016a), as fundações flutuantes oferecem oportunidades à indústria eólica *offshore*, pois permitem acesso a locais de águas profundas e, com isso, países com estreita plataforma

continental poderão ter um maior aproveitamento do recurso eólico *offshore*, além de facilitar a configuração dos parques. Espera-se que os sistemas *offshore* flutuantes em desenvolvimento possam diminuir os custos de fundações, abrindo caminho para mercados ainda pouco explorados e com ventos mais fortes, contínuos e com menor turbulência.

Conforme destacado pelo IRENA (2016a), apesar dos principais conceitos utilizados nas plataformas eólicas *offshore* já serem de conhecimento do setor de exploração de óleo e gás, eles necessitam de adaptação de forma a acomodar diferentes dinâmicas e esforços distintos, o que já ocorreu para fundações em águas rasas e em zonas de transição. Avaliações indicam, ainda, que o contrato de fornecimento da turbina eólica, para o caso de estruturas *offshore*, deveria ser desvinculado do fornecimento da torre, ao passo que a mesma estaria vinculada à fundação. Isto proporcionaria melhoria na modelagem das estruturas, da interação solo-fundação e fadiga ao longo da vida útil, a fim de reduzir custos.

Assim, a seleção do tipo de fundação é feita principalmente pela profundidade da água, condições do solo marinho, características das turbinas e da experiência da cadeia de suprimentos.

2.3.2. Tipos de fundação

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. As Figura 13 e Figura 14 mostram os principais tipos de fundação existentes para projetos eólicos *offshore*.

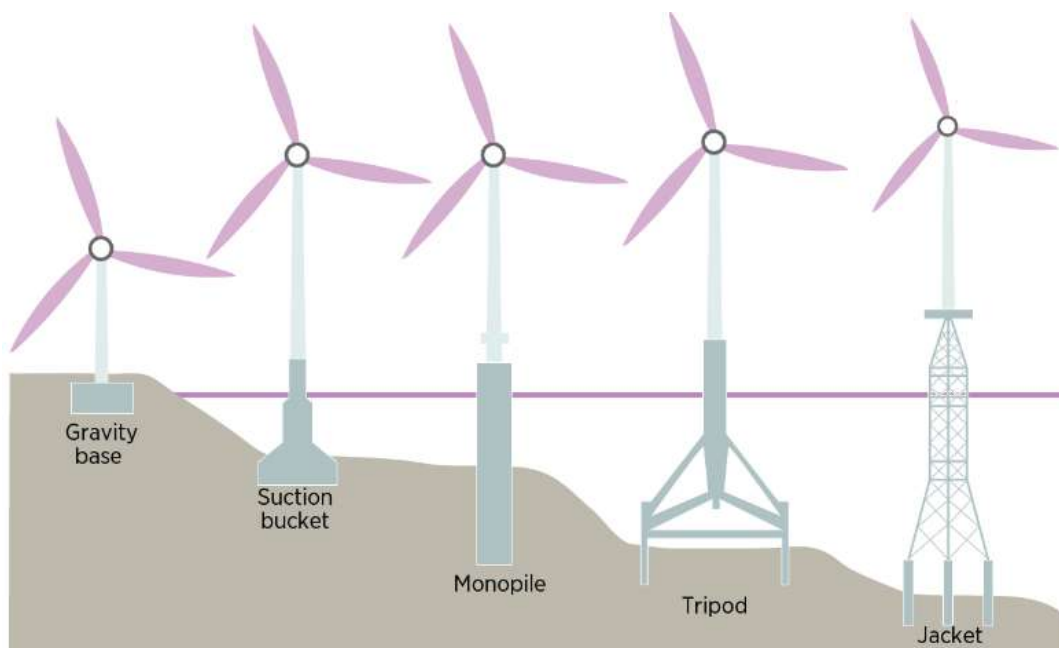


Figura 13 – Exemplos de estruturas com fundação fixa (IRENA, 2018a).

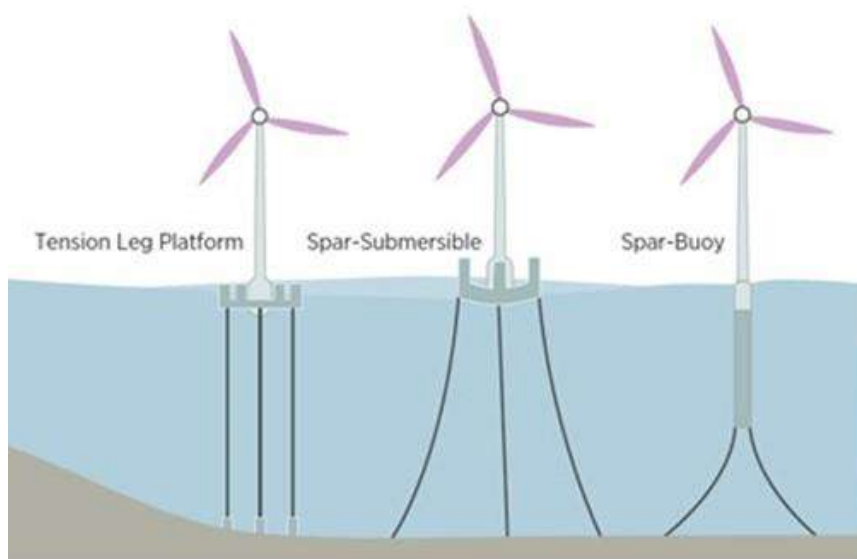


Figura 14 – Exemplos de estruturas com fundação flutuante (IRENA, 2018a).

2.3.2.1. Estruturas 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, conforme esquema apresentado na Figura 15.

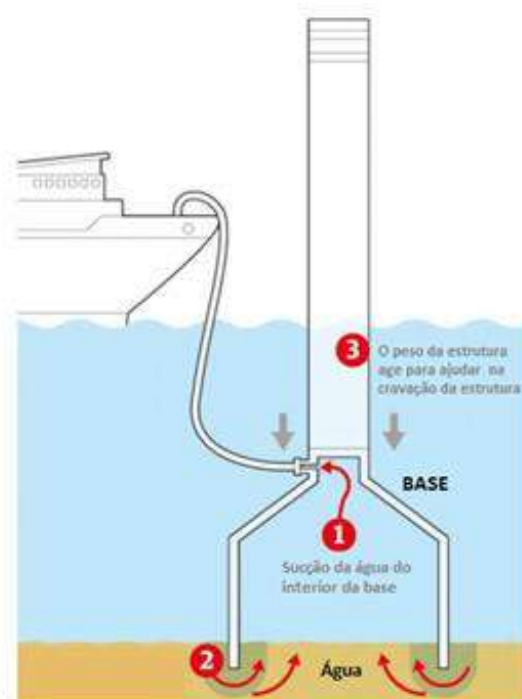


Figura 15 – Fundação do tipo *Suction Bucket* (adaptado de 4COFFSHORE, 2016).

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, conforme mostrado na Figura 16. A junção entre as tubulações e a peça de transição é realizada de forma permanente.

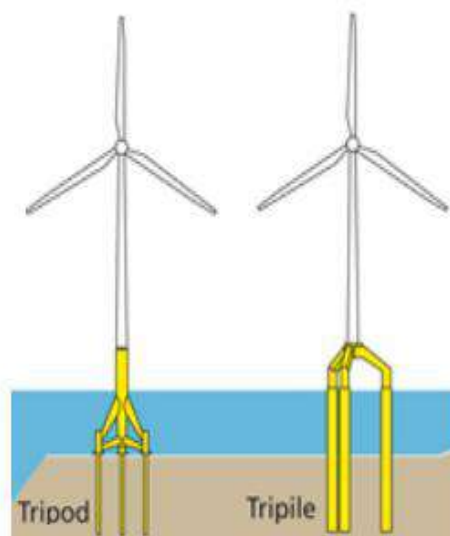


Figura 16 – Fundações tipo *Tripod* e *Tri-pile* (adaptado de <https://www.offshore-stiftung.de/en/foundations>).

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, conforme pode ser observado na Figura 17. A plataforma combina a turbina e a fundação de estacas, desempenhando o papel de transferência de esforços (LI *et al.*, 2017).

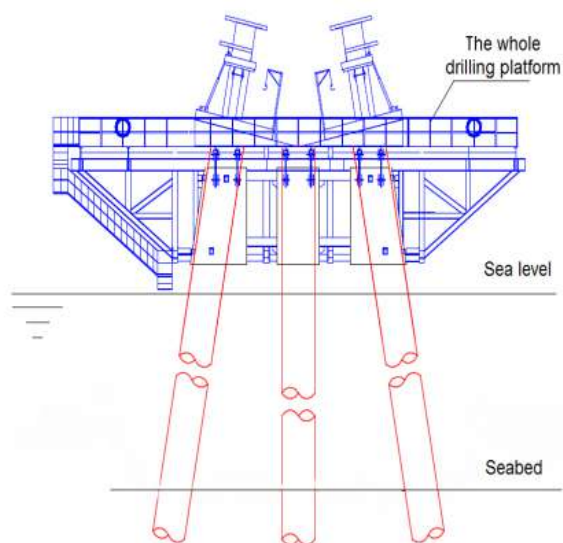


Figura 17 – Diagrama esquemático da plataforma e estacas que compõe a fundação tipo *High-rise Pile Cap* (Li et al., 2017).

2.3.2.2. Estruturas 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).

2.4. Medição do Recurso Eólico

Uma adequada avaliação dos aspectos econômicos e tecnológicos dessa fonte depende do conhecimento do recurso eólico *offshore* disponível. Temas como custos e tecnologias são melhor abordados e analisados à medida que as informações sobre o recurso são mais precisas.

Semelhante ao que ocorre com as eólicas *onshore*, o recurso eólico nos oceanos pode ser avaliado por meio de medições diretas, ou seja medições no local desejado, por meio da instalação de torres de medição (com anemômetros, *wind vanes* e outros instrumentos meteorológicos) e equipamentos em boias, ou de forma indireta, por meio de sensoriamento remoto, informações de satélite ou equipamentos do tipo SODAR ou LIDAR.

2.4.1. Torre de medição

As torres anemométricas constituem a forma mais tradicional de medição do recurso eólico e nos fornece o conhecimento mais preciso do recurso. Ao contrário das medições em terra, as medições *offshore* são mais escassas, existindo diferentes vantagens e desvantagens em se ter uma torre de medição instalada (MARINET, 2014):

- **Vantagens:** existem normas para a instalação de torres anemométricas, tais como a IEC 61.400-12-1; permitem a instalação de outros tipos de sensores, tais como GPS, de temperatura da água, sensores de onda e outros; podem ser instaladas em plataformas de petróleo e gás, que possuem outras instalações (tais como heliporto), que facilitam o acesso ao local de medição; podem ser utilizadas como plataforma de observação após a instalação de parque eólico;
- **Desvantagens:** o custo é elevado; o local de instalação é fixo; como não é possível estabilizar a estrutura por meio de estais/cabos, a estrutura do mastro em si deve ser mais rígida, o que pode tornar os efeitos esteira mais severos (em comparação com as torres em terra) e limitar a altura das torres de medição.

Assim, as dificuldades de instalação de uma torre anemométrica *offshore* são parecidas com os desafios para se instalar um aerogerador *offshore*, principalmente com relação à fundação.

No Brasil verifica-se a possibilidade de instalação de torres de medição em estruturas *offshore* em processo de diminuição da produção ou descomissionamento, tais como plataformas de petróleo e gás, o que diminui efetivamente os custos e elimina algumas das dificuldades de se instalar uma torre “do zero”, bem como evita o sucateamento da antiga instalação. Esta opção vem sendo explorada, por exemplo, pela Petrobras.

Para parques próximos à costa existe a possibilidade de medição em terra, apesar da incerteza associada à representatividade do local avaliado e à extrapolação horizontal do recurso.

2.4.2. Boias oceanográficas

Algumas medições diretas podem ser obtidas através de instrumentos meteorológicos instalados em boias oceanográficas. Ressalta-se que estas medições de velocidade de vento possuem muita incerteza por serem feitas a baixas alturas, o que confere muita incerteza aos dados. Mesmo assim, os dados podem ser utilizados como referência para o comportamento de longo prazo do recurso eólico.

Dois exemplos de programas de boias de monitoramento que existem no Brasil, hoje em dia, são o PIRATA e PNBOIA.

Prediction and Research Moored Array in the Tropical Atlantic – PIRATA

O programa de boias intitulado PIRATA é uma rede de observação composta por 21 boias flutuantes que foram planejadas para monitorar variáveis de interação entre o oceano e a atmosfera, na zona do oceano Atlântico tropical. É um projeto de cooperação entre Brasil, França e EUA, os quais são responsáveis pelas atividades de implementação e manutenção da rede (GOMES, 2018). A localização das boias está disponível no sítio do programa⁴. Os dados coletados, conforme Figura 18, são disponibilizados gratuitamente no sítio do GOOS-BRASIL⁵, que é a componente brasileira da Aliança Regional para a Oceanografia no Atlântico Sudoeste Superior e Tropical – OCEATLAN. Os dados obtidos são: temperatura da água (de 1 a 500 m de profundidade), salinidade (de 1 a 120 m de profundidade), velocidade do vento, radiação solar, umidade relativa, precipitação e temperatura do ar.

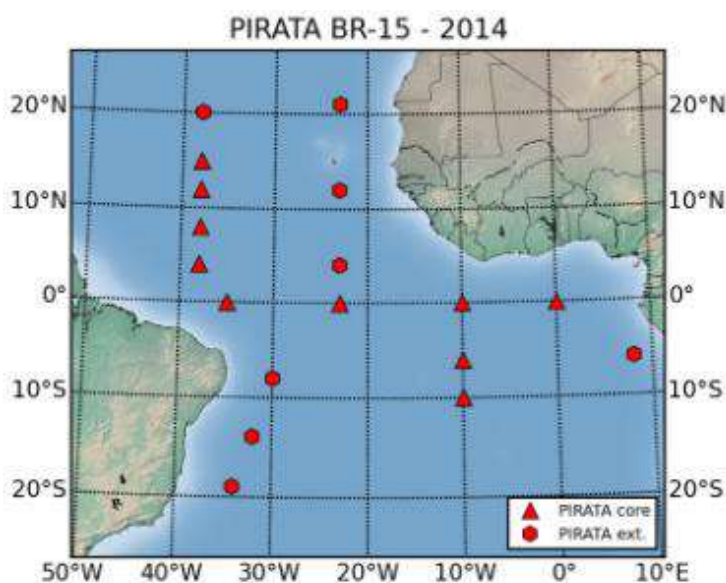


Figura 18 – Detalhe da localização das boias oceanográficas do Programa PIRATA (Fonte: <http://pirata.ccst.inpe.br>).

⁴ Disponível em: <http://pirata.ccst.inpe.br/pt/home-2>.

⁵ Disponível em: <http://www.goosbrasil.org/>.

Programa Nacional de Boias – PNBOIA

O PNBOIA tem por objetivo coletar dados oceanográficos e meteorológicos no oceano Atlântico, tais como umidade, pressão, velocidade de vento, densidade do ar e correntes marinhas, por meio de rede de boias rastreadas por satélite, em apoio às atividades de meteorologia e oceanografia do Brasil (MARINHA DO BRASIL, 2013). O programa foi implementado a partir de dois subprogramas complementares, sendo um de boias de deriva e outro de boias de fundeio, para monitoramento e previsão do tempo, assim como os fenômenos meteorológicos e oceanográficos e dos regimes climáticos observados no Brasil.

A estratégia de lançamento de boias de deriva compreende o lançamento de boias a fim de possibilitar uma resolução média (cobertura espacial) de pelo menos 5° por 5° (MARINHA DO BRASIL, 2013), constando um total de 11 boias em funcionamento e com dados disponíveis no sítio do GOOS-BRASIL. Já os dados disponíveis das boias de fundeio localizadas no litoral brasileiro abrangem um total de 21 boias, desde o Rio Grande do Sul até Fortaleza. Hoje apenas três boias estão em funcionamento (Santa Catarina 2, Rio Grande 3 e Cabo Frio 4).

2.4.3. LIDAR e SODAR

Dentre as tecnologias mais recentes, que permitem montagem de instalações flutuantes e obtenção de dados meteorológicos e anemométricos nos oceanos, estão as tecnologias SODAR e LIDAR. Estes sistemas são considerados remotos por não existir sensor instalado na altura em que a grandeza é avaliada.

Sonic Detection and Ranging – SODAR

O sistema do tipo SODAR mede remotamente a estrutura de turbulência vertical e o perfil de vento da camada inferior da atmosfera por meio de ondas sonoras e do seu efeito Doppler⁶ (BLACKLEDGE *et al.*, 2013). Este sistema possui a vantagem de ser altamente portátil, podendo ser instalado em estruturas flutuantes, e não perturba o fluxo do vento (como a instalação de torres meteorológicas), porém podem ser afetados por chuvas, turbulências e ventos de maiores velocidades, sendo por isso pouco utilizados. Adicionalmente, os sistemas SODAR devem ser calibrados, sendo comum a utilização de torres de medição anemométrica para tal serviço. A Figura 19 mostra um reboque com um equipamento SODAR.

⁶ Para ondas sonoras, o efeito Doppler constitui o fenômeno pelo qual um observador percebe frequências diferentes das emitidas por uma fonte e acontece devido à velocidade relativa entre o a onda sonora e o movimento relativo entre o observador e/ou a fonte.



Figura 19 – Detalhe de instalação de um SODAR em plataforma no Oceano Atlântico, próximo a Georgetown (MARINET, 2014).

Light Detection and Ranging – LIDAR

O sistema LIDAR mede o efeito da reflexão da luz na atmosfera. Um sistema típico capta os sinais refletidos pelos aerossóis transportados pelo vento e, através da diferença entre os sinais emitidos e de retorno, determina a direção e velocidade dos ventos, podendo obter perfis tridimensionais de velocidade. A Figura 20 mostra um esquema da medição obtida através de um LIDAR em uma plataforma ao norte da ilha de Borkum na Alemanha, instalado ao lado de uma torre de medição anemométrica (WESTERHELLWEG *et al.*, 2010). Assim como o SODAR, os sistemas LIDAR também podem ser instalados em estruturas flutuantes, por serem portáteis (conforme observado na Figura 21), porém possuem alto custo de aquisição. Obtêm boas correlações com as medições em torres anemométricas, devendo ser validadas por estas.

No Brasil, a Petrobras possui alguns equipamentos deste tipo monitorando a costa, além do programa MovLidar, desenvolvido pela Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC, que mapeia a camada limite atmosférica continental e oceânica através desta tecnologia desde 2015 (PIRES *et al.*, 2016⁷).

⁷ Disponível em: <http://movlidar.paginas.ufsc.br/>.

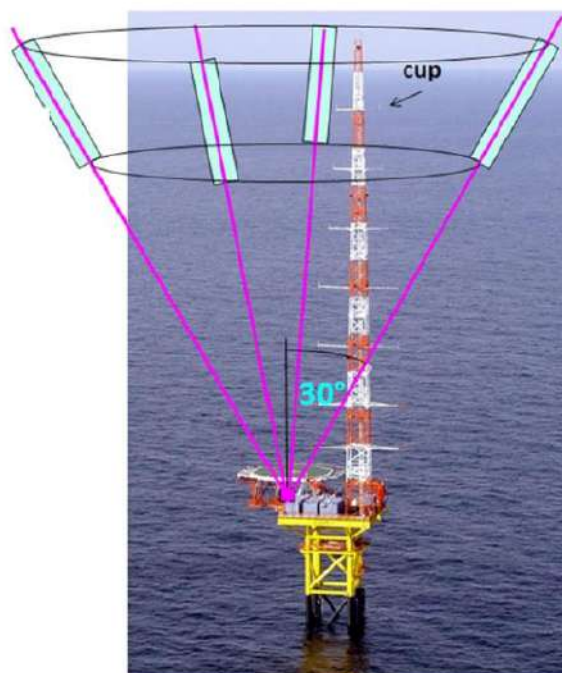


Figura 20 – Detalhe da medição uma instalação do tipo LIDAR em uma plataforma, ao lado de uma torre anemométrica (WESTERHELLWEG *et al.*, 2010).



Figura 21 – Instalação LIDAR flutuante (Fonte: Windpower Engineering & Development).

2.4.4. Medição por sensores em satélites

Uma alternativa para medição de dados anemométricos é obter informações por meio de sensores instalados em satélites, tais como sensores remotos do tipo escaterômetro (que medem a velocidade e a direção do vento na superfície do mar), utilizados nos satélites QUICKSCAT e ASCAT, sensores de micro-ondas passivos tais como: SSM/I, AMSR_E, TMI e SSMIS, e sensores radares de abertura sintética (SAR) aerotransportados ou a bordo de satélites orbitais (NUNES, 2012).

Tais informações são agrupadas em grandes bancos de dados, que podem ser utilizados, juntamente com modelos empíricos, matemáticos e validados por informações de medição *in situ*, para gerar sistemas de avaliação global de recursos. Alguns exemplos são os modelos de reanálise e sensoriamento remoto ERA5, Era-Interim, Merra2 e CFSR.

Dentre as fontes de dados que utilizam dados de satélite, e que foi utilizada no mapeamento do recurso eólico brasileiro, o *Global Wind Atlas* é um aplicativo web gratuito desenvolvido para auxiliar na identificação de áreas com grande potencial para geração de energia eólica em qualquer lugar do mundo e realizar cálculos preliminares. Com essa ferramenta, pode-se realizar consultas online e obter dados que podem ser baixados gratuitamente. Os usuários também podem fazer o download de mapas em alta resolução mostrando o potencial de recursos eólicos globais, regionais e nacionais. A versão mais recente do *Global Wind Atlas* (GWA 2.0) é o produto de uma parceria entre o Departamento de Energia Eólica da Universidade Técnica da Dinamarca (DTU Wind Energy) e o Grupo Banco Mundial (composto pelo Banco Mundial e a International Finance Corporation – IFC).

2.5. Infraestrutura e Logística

2.5.1. Infraestrutura portuária

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.

A Figura 22 abaixo mostra o Sistema Portuário Nacional, com a localização dos portos organizados, terminais de uso privado e agrupamentos de instalações portuárias do país. A Lei nº 12.815/2013, (“Lei dos Portos”), que dispõe sobre a exploração direta e indireta pela União de portos e instalações portuárias e sobre as atividades desempenhadas pelos operadores portuários, em seu art. 2º define Porto Organizado como o “bem público construído e aparelhado para atender a necessidades de navegação, de movimentação de passageiros ou de movimentação e armazenagem de mercadorias, e cujo tráfego e operações portuárias estejam sob jurisdição de autoridade portuária”. O artigo citado ainda descreve Terminal de Uso Privado (TUP) como “instalação portuária explorada mediante autorização e localizada fora da área do porto organizado” e Instalação Portuária como “instalação localizada dentro ou fora da área do porto organizado e utilizada em movimentação de passageiros, em movimentação ou armazenagem de mercadorias, destinadas ou provenientes de transporte aquaviário”.

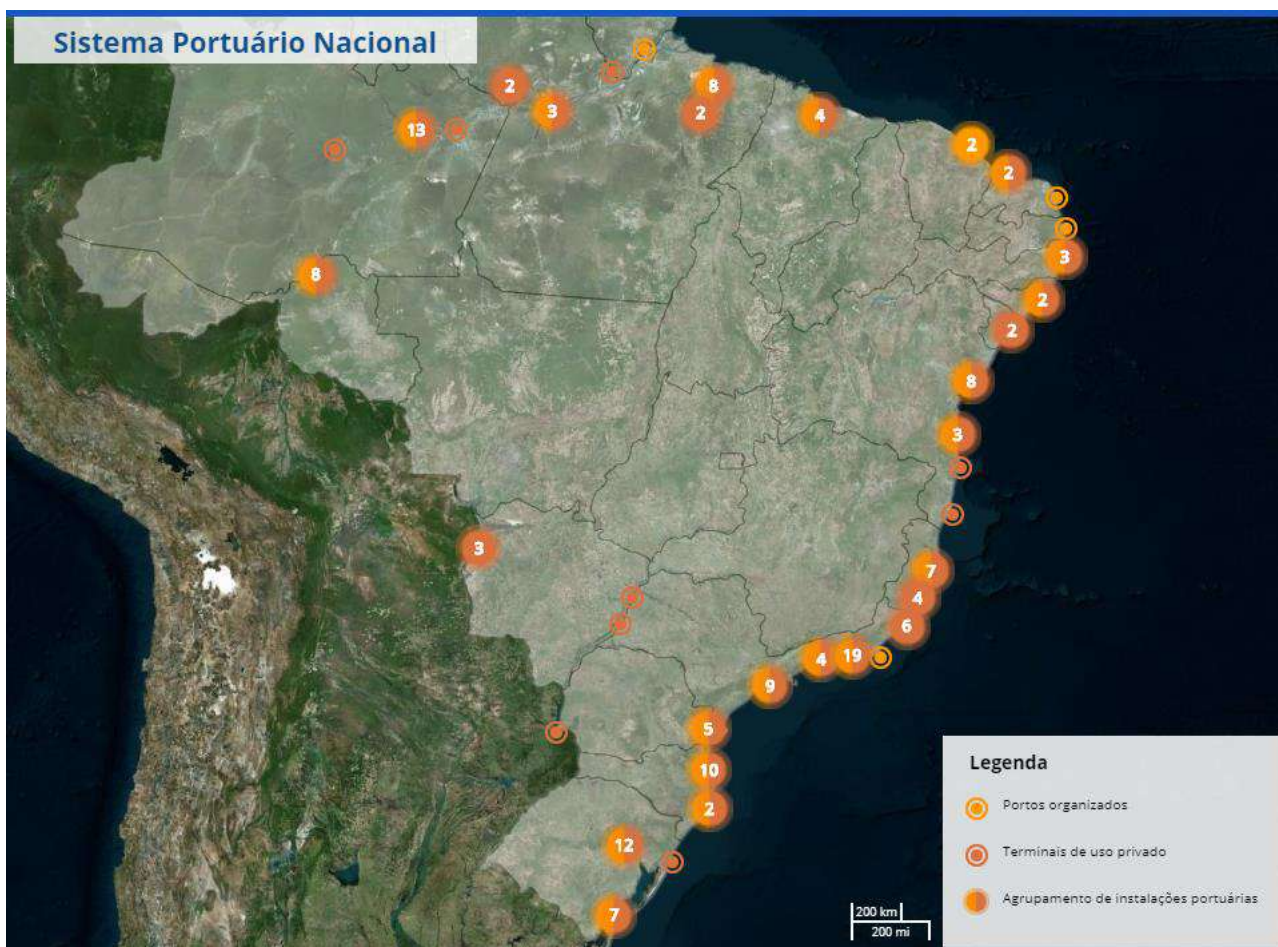


Figura 22 – Sistema Portuário Nacional (Fonte: WebPortos, 2019).

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 a 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, que estão detalhados nas Tabela 10 a Tabela 13 abaixo.

Tabela 10 – Portos da Região Nordeste (Fonte: ANTAQ, 2019).

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)
Suape	PE	SUAPE- Complexo Industrial Portuário

Tabela 11 – Portos da Região Sul (Fonte: ANTAQ, 2019).

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 (APSFS)

Tabela 12 – Portos da Região Sudeste (Fonte: ANTAQ, 2019).

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 13 – Portos da Região Norte (Fonte: ANTAQ, 2019).

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)

Os portos podem ser classificados, pela Secretaria de Portos (SEP), como marítimo ou fluvial dependendo do tipo de navegação longo curso ou interior, e não por localização geográfica. Os portos de Porto Velho, na região Norte, e o de Cachoeira do Sul e Estrela, na região Sul, são portos fluviais, ou seja, recebem linhas de navegação oriundas e destinadas a outros portos dentro da mesma região hidrográfica, ou com comunicação por águas interiores. Todos os outros portos descritos nas tabelas acima são considerados marítimos, ou seja, aqueles aptos a receber linhas de navegação oceânicas, tanto em navegação de longo curso (internacionais) como em navegação de cabotagem (domésticas), independente da sua localização geográfica.

A fim de realizar uma breve análise, selecionamos os portos públicos situados na região Nordeste para fazer algumas avaliações, visto que concentra um grande número de instalações portuárias, são todos marítimos (ou seja, podem dar suporte a atividades *offshore*), e foi identificado potencial eólico marítimo significativo nessa região. Entende-se que para ter uma visão geral da infraestrutura portuária brasileira é necessária uma análise mais profunda de todos os portos e outras instalações portuárias, que não são objeto de análise nesse momento. Também é importante ressaltar que as verificações foram feitas a partir de dados públicos disponibilizados no site da ANTAQ.

Em relação aos acessos, todos possuem acesso rodoviário, apenas sete possuem acesso ferroviário e três deles tem acesso fluvial, como mostram os dados consolidados na Tabela 14. Cinco portos da região Nordeste possuem ainda acesso dutoviário, para facilitar o transporte de petróleo, derivados e outros produtos. Os acessos aos portos são essenciais para realizar a logística de suprimento necessária, para recebimento e expedição de materiais.

Tabela 14 – Acessos dos portos da Região Nordeste (Fonte: ANTAQ, 2019).

Porto	UF	Acesso Marítimo		Outros acessos			
		Extensão	Largura	Rodoviário	Fluvial	Ferrovário	Dutoviário
Aratu	BA	6,3 km	200 m	Rodovia federal	Não possui	Sim	Não possui
Areia Branca	RN	15 km	de 400 a 1.000 m	Rodovias federais e estaduais	Não possui	Não possui	Não possui
Cabedelo	PB	5,5 km	de 120 a 200 m	Rodovias federais	Sim	Sim	Sim
Fortaleza	CE	3,5 km	160 m	Rodovias federais e estaduais	Não possui	Sim	Sim
Ilhéus	BA	1,0 km	200 m	Rodovias federais e estadual	Sim	Não possui ¹	Não possui
Itaqui	MA	100 km	1.000 m	Rodovia federal	Sim	Sim	Sim
Maceió	AL	2,4 km	-	Rodovias federais e estadual	Não possui	Sim	Sim
Natal	RN	3,0 km	de 100 a 120 m	Rodovias federais	Não possui	Sim	Não possui
Recife	PE	3,4 km	260 m	Rodovias federais	Não possui	Não possui	Não possui
Salvador	BA	2,2 km	200 m	Rodovia federal	Não possui	Não possui	Não possui
Suape	PE	5,0 km	300 m	Rodovias federais e estaduais	Não possui	Sim	Sim

¹ Atualmente não há acesso ferroviário, mas a Ferrovia de Integração Oeste-Leste, definida pelo PAC, já está em execução e tem no seu traçado o término em pátio no município de Ilhéus.

A Tabela 15 abaixo mostra alguns dados consolidados a respeito das instalações encontradas nos portos selecionados, dentre eles, o comprimento e o calado máximo dos berços disponíveis das instalações, que são informações importantes que devem ser observadas para o recebimento de embarcações no porto.

Tabela 15 – Instalações dos portos da Região Nordeste (Fonte: ANTAQ, 2019).

Porto	UF	Berços			Armazéns (m ²)	Pátios (m ²)
		Quantidade	Comprimento máximo (m)	Calado ¹ máximo (m)		
Aratu	BA	6	220	14,8	30.184	68.400
Areia Branca	RN	3	244 ²	18	-	19.000
Cabedelo	PB	4	200	11	16.000	-
Fortaleza	CE	7	426	12	20.756	100.000
Ilhéus	BA	3	432	10	18.050	20.500
Itaqui	MA	7	420	19	677.375	73.906
Maceió	AL	8	350	12,5	13.600	100.700
Natal	RN	3	298	11,5	41.404	29.000
Recife	PE	10	796	11,1	29.572	49.410
Salvador	BA	10	383,6	13,9	23.300	45.800
Suape	PE	14	330	15,5	20.000	406.000

¹ Profundidade em que cada navio está submerso em relação a à linha d'água (superfície da água).

² Possui um berço para navios na parte offshore, porém o comprimento não está disponível.

A título de ilustração, o Porto de Blyth (PORT OF BLYTH, 2019), que está localizado na costa leste do Reino Unido e é considerado atualmente como uma das principais bases de apoio para o setor eólico *offshore* da região, possui quatro terminais de águas profundas, com cais de trabalho para acomodar vários navios *offshore*, berços com profundidade adequada para as operações e capacidade para movimentação de guindastes para cargas pesadas, além de cais reforçados, armazéns modernos extensos e grandes áreas de armazenamento. O principal terminal de suporte aos projetos de energia eólica *offshore* dispões de dois berços de até 8,5 m LAT⁸, equipamentos com capacidade máxima de movimentação de 120 toneladas e mais de 40.000 metros² de armazenamento.

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.

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 as operações de instalação e manutenção dos parques.

A Secretaria de Portos da Presidência da República (SEP/PR) disponibilizou em 2015 uma versão atualizada do Plano Nacional de Logística Portuária (SECRETARIA DE PORTOS, 2015), que é o instrumento de Estado de Planejamento Estratégico do setor portuário nacional e visa projetar cenários de curto, médio e longo prazo, tanto para o crescimento de demanda dos serviços portuários, quanto para orientações de intervenção na infraestrutura e nos sistemas de gestão dos portos públicos brasileiros. Um dos pilares estratégicos identificadas nesse documento é “Adequar a capacidade portuária à demanda de carga e passageiros, por meio da melhoria nas condições dos acessos aquaviários e terrestres e das instalações portuárias”. A Tabela 16 descreve as ações associadas ao citado pilar estratégico.

⁸ LAT – Lowest Astronomical Tide é definido como o nível de maré mais baixo que se pode prever sob condições meteorológicas médias e sob qualquer combinação de condições astronômicas.

Tabela 16 – Ações previstas no Plano Nacional de Logística Portuária relacionadas à adequação da capacidade portuária no Brasil (Fonte: SECRETARIA DE PORTOS, 2015).

Ação	Descrição	Prazo
Expandir portos existentes ou desenvolver novas áreas visando ao atendimento dos passageiros e ao aumento de cargas	Identificar instalações portuárias com déficit de capacidade e promover investimentos em expansões	10 anos
	Promover o arrendamento de áreas disponíveis	
	Estimular investimento em novos TUP's, priorizando-se terminais especializados em movimentação de cargas para as quais não há capacidade suficiente.	
Implantar programas de investimento em infraestrutura e superestruturas nos portos brasileiros	Implantar obras de infraestrutura e superestrutura definidas nos Planos Mestres, com o objetivo de recuperar estruturas existentes (exemplo: recuperação de berços), adequar interior dos portos (exemplo: vias internas de circulação) e realizar melhorias estruturais (exemplo: construção de novos berços e portarias).	20 anos

2.5.2. Logística

O estabelecimento de uma cadeia de suprimentos global é uma das questões mais difíceis no contexto da construção de uma indústria eólica *offshore* global (GWEC, 2019b). O nível de maturidade e os preços competitivos observados atualmente no mercado *offshore* europeu são resultados da presença de uma forte cadeia de fornecimento, que demandou muito tempo, esforço e investimentos para alcançar tal patamar.

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 severa, além da adoção de tamanhos maiores de turbinas, surgem novos desafios logísticos às atividades de construção de manutenção dessas estruturas.

Na etapa de construção desses projetos, existe um processo repetitivo de transporte, em que a embarcação responsável pelo transporte dos componentes chega vazia ao porto para efetuar o carregamento, em seguida segue carregada até o local de instalação, onde descarrega (com a construção dos equipamentos) e retorna vazia ao porto para recomençar o processo. Sendo assim, uma das possíveis formas para aumentar a eficiência é minimizar o número de fases/etapas, combinando as atividades de transporte e instalação.

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*. Como exemplos dessa sinergia, temos a Equinor, na Noruega e a Shell, na Holanda e Reino Unido, empresas já consolidadas no setor de petróleo o gás e que hoje em dia também fazem parte do mercado eólico *offshore*.

2.6. 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.

Outro item que impacta o custo da construção de usinas eólicas *offshore* é a utilização de embarcações e de mão de obra específicas para transportar e instalar os equipamentos. Esse serviço é desenvolvido por empresas especializadas (geralmente do setor de óleo e gás) e possuem um custo bastante elevado (especialmente quando comparados aos serviços de mesma natureza nos parques eólicos *onshore*).

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.

Quanto à infraestrutura de transmissão, comparando-se as instalações *onshore* e *offshore*, no caso de parques eólicos *onshore*, os custos representam entre 9 e 14% da estrutura de custos totais, já para projetos *offshore*, esse valor pode variar de 15 a 30% dos custos totais (EWEA, 2009). Uma estimativa geral da infraestrutura de transmissão e sua instalação é de aproximadamente 21% dos custos totais do projeto eólico *offshore*. Do total dessa última parcela, 41% refere-se à subestação e

seus equipamentos, 30% referente aos cabos de conexão à rede em terra, 18% da instalação da conexão ao sistema e 11% com cabeamento interno da planta eólica *offshore* (IRENA, 2012).

Em mercados onde a geração eólica *offshore* apresenta maior desenvolvimento, como o norte da Europa, existem ainda movimentos para dissociar o investimento em geração eólica *offshore* da transmissão *offshore*. A percepção desses mercados é que em um cenário onde a geração e a transmissão *offshore* são empreendidas por um único agente, ocorre a restrição da participação de agentes que não tenham o capital ou expertise em negócios na área de transmissão, gerando barreiras de entrada no mercado e prejudicando a competição e, por conseguinte, elevando o preço ao consumidor final.

Embora o custo total de investimento (CAPEX) da energia eólica *offshore* também apresente um aumento à medida que os projetos se afastam da costa, no que se refere ao sistema de conexão elétrica a grandes distâncias da costa, o custo pode ser reduzido pelo emprego de tecnologias HVDC. Os custos para esse tipo de conexão estão caindo em função da evolução da tecnologia VSC (ver item 3.3.2 deste documento), o que pode tornar os sistemas de conexão em corrente contínua bastante econômicos a despeito dos custos elevados das conversoras.

Os custos associados à conexão interna da rede isolada *offshore* entre os geradores eólicos e a subestação coletora são estimados como constantes e representam uma pequena parte do investimento associado. A Figura 23 sumariza, dentro de uma perspectiva técnico e econômica, a tecnologia mais adequada de acordo com a potência transmitida e o comprimento do sistema de transmissão associado (ACKERMANN, 2005). Vale salientar que tais valores são referenciais e estão em constante atualização, dado o desenvolvimento das tecnologias.

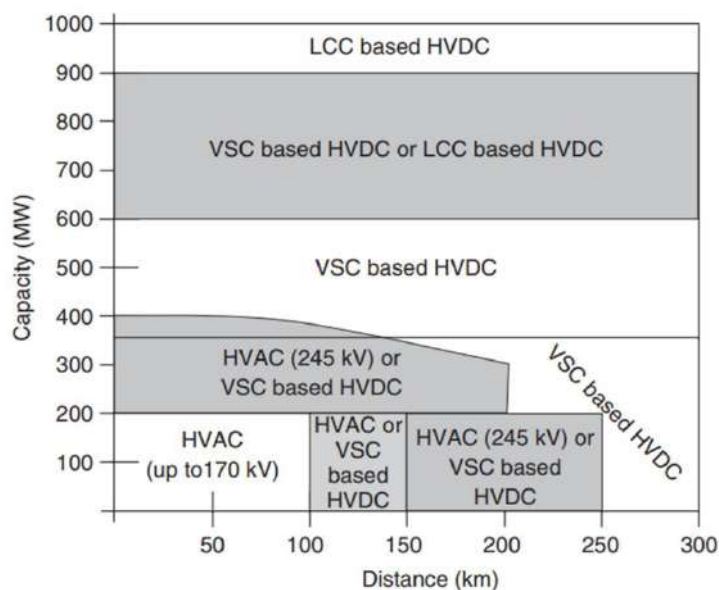


Figura 23 – Seleção da tecnologia de transmissão para diferentes capacidades e distâncias dos parques *offshore* do ponto de conexão (ACKERMANN, 2005).

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 viáveis⁹.

2.6.1. Referências de estimativas de custo

Dentre os relatórios disponíveis sobre custos de fontes renováveis, inclusive eólica *offshore*, apresenta-se a seguir os dados disponibilizados pela 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.

2.6.1.1. IRENA – International Renewable Energy Agency

A Figura 24 abaixo mostra a evolução do CAPEX de parques eólicos *offshore*, em termos de USD/kW, entre os anos 2000 a 2015, disponibilizado em 2016 no relatório *The Power to change: Solar and Wind cost reduction potential to 2025*, o qual descreve que houve um aumento nos custos totais instalados dessa fonte até em torno do ano de 2010, principalmente devido à instalação de projetos em locais mais profundos e mais distantes dos portos, atingindo um pico em torno do ano de 2012 e 2013, também pela adoção de novas tecnologias. Verifica-se que os custos instalados dos parques verificados variam aproximadamente entre USD 2.000/kW e USD 7.000/kW, sendo que, em 2015, esses custos referentes a um parque eólico *offshore* em águas europeias eram de cerca de US\$ 4.650/kW.

⁹ Considerando, por exemplo, a metodologia do custo nivelado de energia (usualmente conhecido por Levelized Cost of Energy – LCOE).

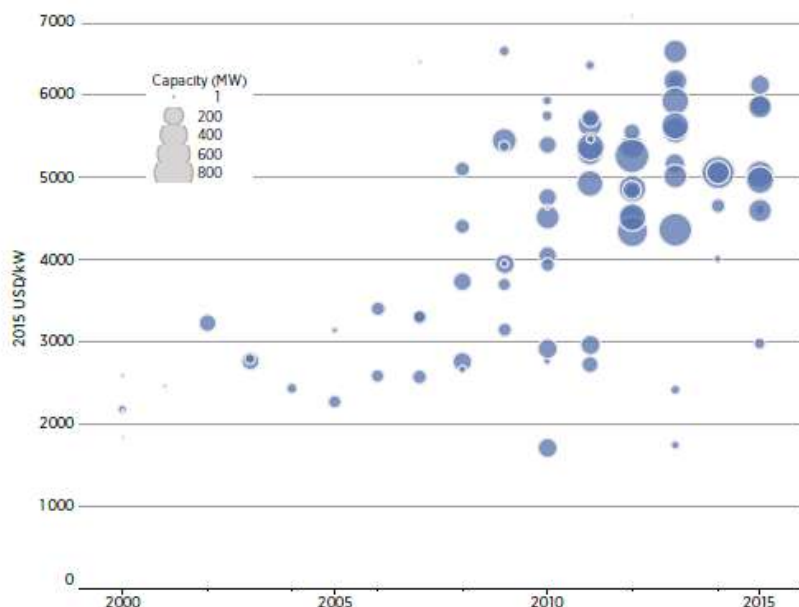


Figura 24 – Custos totais de investimento de parques eólicos *offshore*, de 2000 a 2015 (IRENA, 2016b).

Já no documento *Renewable Power Generation Costs in 2017*, de 2018, a IRENA apresenta um gráfico semelhante (Figura 25), com a evolução do CAPEX de parques eólicos *offshore*, incluindo os projetos comissionados até o ano de 2016 e ainda os projetos planejados até o ano de 2018. Entre 2010 e 2016, os custos globais médios instalados aumentaram 4%, de USD 4.430/kW para USD 4.487/kW, e, especificamente em 2016, esses custos de um parque instalado na Europa foram superiores à média ponderada global, em torno de USD 4.697/kW.

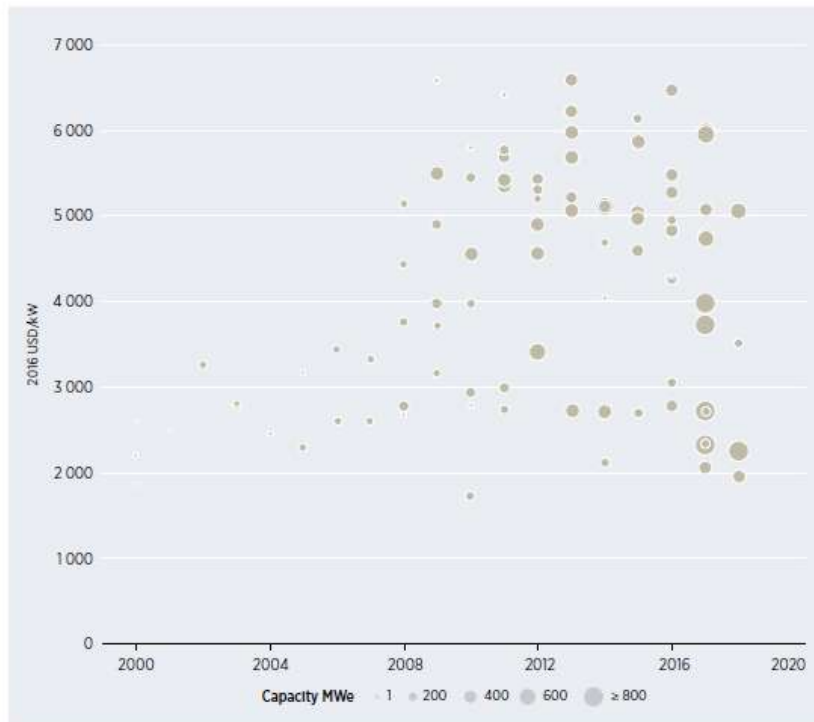


Figura 25 – Custos totais de investimento para projetos *offshore* comissionados e propostos, 2000 – 2018 (IRENA, 2018b).

O mesmo documento de 2018 mostra ainda a tendência dos custos totais médios de usinas *offshore*, ponderados pela capacidade instalada (Figura 26) (IRENA, 2018b). O custo total instalado da energia eólica *offshore* diminuiu cerca de 13% entre 2010 e 2011. Depois do pico de 2013, os projetos tornaram-se maiores e a indústria padronizou e otimizou os processos de fabricação de novas turbinas eólicas, dando a oportunidade aos desenvolvedores compensarem alguns aumentos de custo, considerando o ganho de escala e o ótimo econômico dos projetos. Desde o ano de 2015 verifica-se que os custos médios globais estão em queda, consequência da experiência que os mercados adquiriram durante esse período.

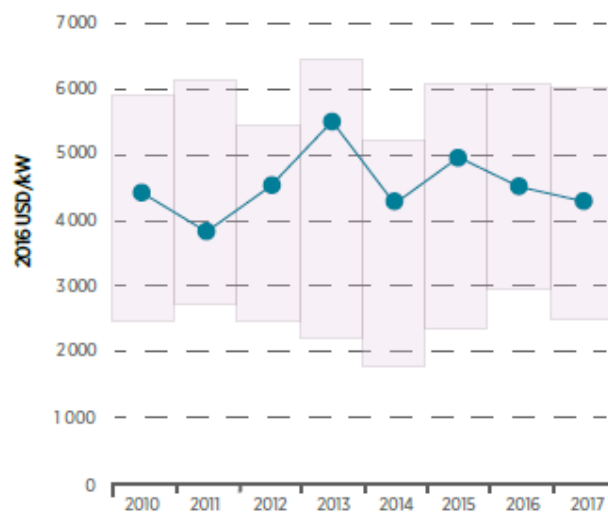


Figura 26 – Tendência da média ponderada de CAPEX da energia eólica *offshore*, pela capacidade instalada global, (2010 – 2017) (IRENA, 2018b).

2.6.1.2. NREL – National Renewable Energy Laboratory

A Figura 27 mostra o CAPEX dos projetos em operação e planejados ao longo dos anos. No gráfico, cada círculo representa a estimativa de custo de cada projeto e o tamanho do círculo, a capacidade nominal do projeto. A linha laranja do gráfico dá uma indicação da tendência geral, do ano 2000 a 2025, dos valores de CAPEX médio, ponderado pela capacidade instalada (cabe destacar que essa tendência se torna “não confiável” a partir do ano de 2023, por causa dos poucos dados disponíveis de projetos planejados nesse período).

A base de dados para elaboração desse gráfico leva em consideração projetos em todo o mundo, porém é possível verificar que os projetos europeus têm grande relevância para a tendência de CAPEX, visto o volume de projetos e a capacidade instalada nesse continente.

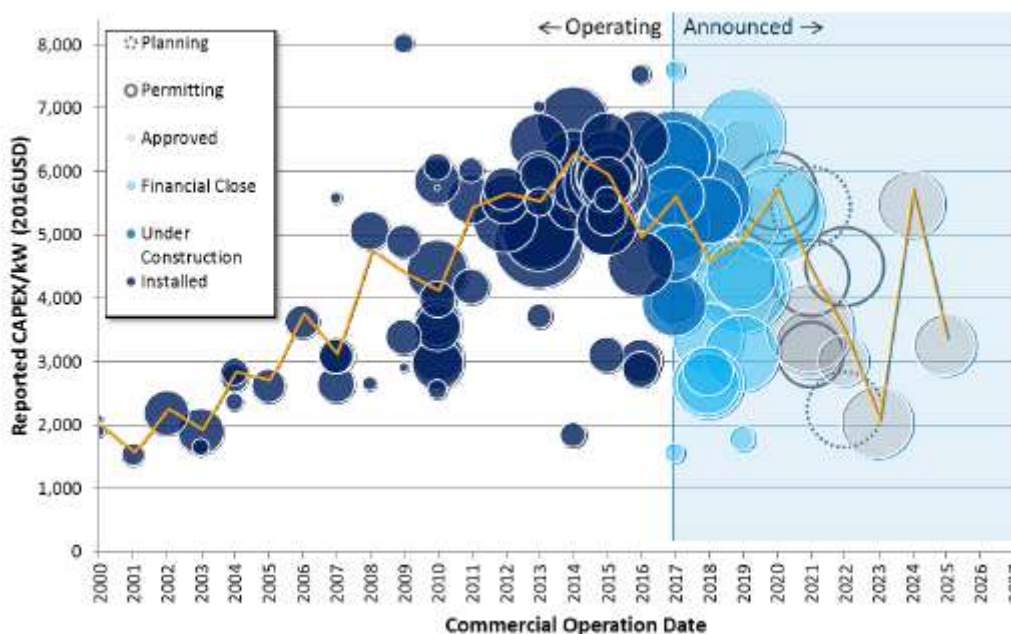


Figura 27 – CAPEX de projetos eólicos *offshore* globais, pelo ano de entrada em operação comercial e capacidade nominal do projeto (US DEPARTMENT OF ENERGY, 2016).

Outro levantamento de dados feito pelo NREL é apresentado em um relatório da IEA, de outubro de 2018 (IEA, 2018a), em que são analisados e consolidados dados de projetos eólicos *offshore* ao redor do mundo e são estabelecidos valores médios para cada país em que foram observadas as informações dos parques. A Tabela 17 abaixo consolida os valores médios apresentados, assim como um valor adotado para o ano de 2017, para comparações feitas no relatório. Os valores são apresentados em termos de €/kW.

Tabela 17 – Valores de CAPEX – base 2017 e de países europeus (adaptado de IEA, 2018a).

CAPEX (€/kW)	Base 2017	Holanda	Reino Unido	Bélgica	Dinamarca	EUA	Alemanha	Japão
	3.358	4.023	3.349	3.458	3.395	3.518	3.979	3.666

2.6.1.3. Lazard

Outra fonte para referência para estimativa do CAPEX de projetos eólicos *offshore* pode ser encontrada no relatório anual da empresa Lazard (LAZARD, 2018), de análise de custo nivelado de energia de todas as fontes, em que, na parte de principais premissas, descreve uma estimativa de USD 2.250/kW a USD 3.800/kW para CAPEX de projetos eólicos *offshore*, incluindo os custos de financiamento capitalizados durante a construção.

2.6.1.4. Considerações da EPE

Analisando os valores médios mais recentes apontados pelas referências descritas acima, 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/kW¹⁰. A Figura 28 abaixo traz 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.

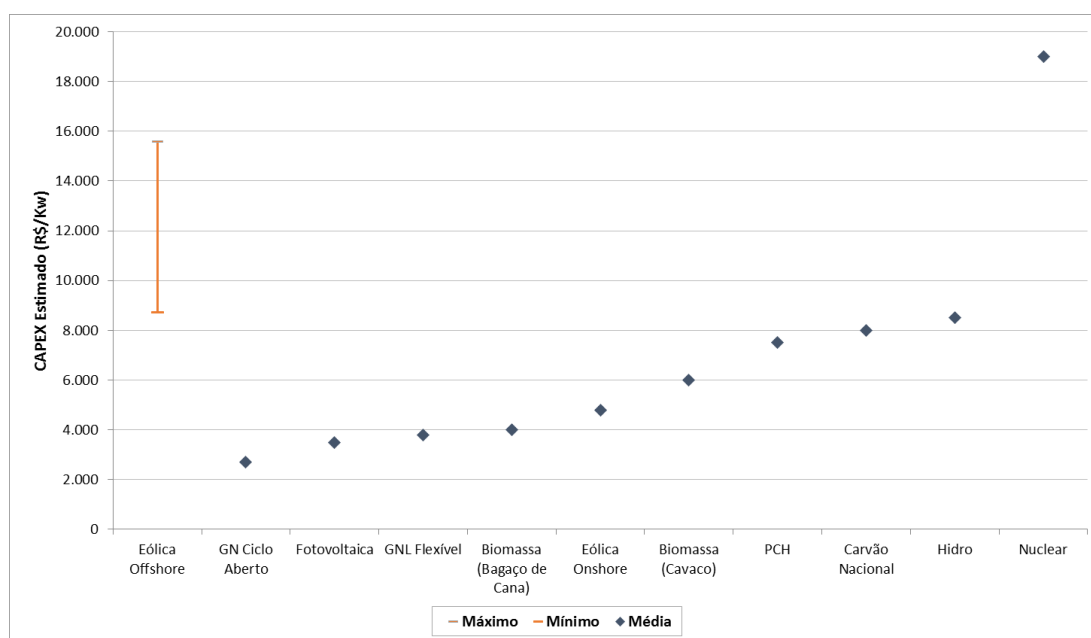


Figura 28 – Comparativo entre valores estimados de CAPEX de várias fontes no contexto brasileiro.

Ressalta-se que o comparativo da figura acima foi feito para fins de ilustração e uma breve análise. Sabe-se que, para análise de viabilidade dessa fonte em um mercado, deve ser realizado um estudo

¹⁰ Adotando como referência de conversão USD 1,00 = BRL 3,85.

mais detalhado e outros fatores devem ser considerados, como, por exemplo, é feito em estimativas de custo nivelado de energia (*Levelized Cost of Electricity – LCOE*).

2.6.2. Estratificação dos custos orçamentários

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. As Figuras Figura 29 e Figura 30 abaixo mostram a divisão típica de custos encontrada nestes diferentes tipos de projeto, baseadas em médias verificadas ao redor do mundo¹¹.

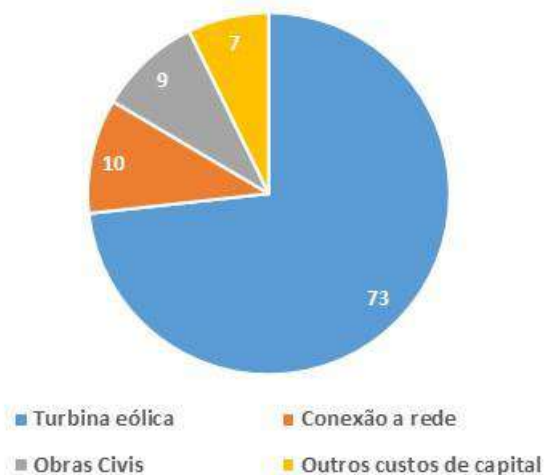


Figura 29 – Divisão de custos típica de projetos de energia eólica *onshore* (adaptado de IRENA, 2012).

¹¹ Ressalta-se que a participação das diferentes componentes de custo varia de acordo com o país em que o projeto está sendo desenvolvido, dependendo dos custos das turbinas, dos requisitos exigidos, da competitividade da indústria eólica, entre outros.

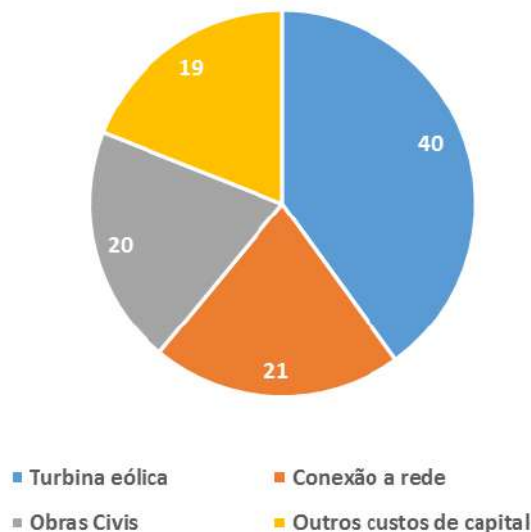


Figura 30 – Divisão de custos típica de projetos de energia eólica *offshore* (adaptado de IRENA, 2012).

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%. 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.

Com a categorização mais detalhada dos custos de projetos eólicos *offshore*, mostrada na Figura 31, 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).

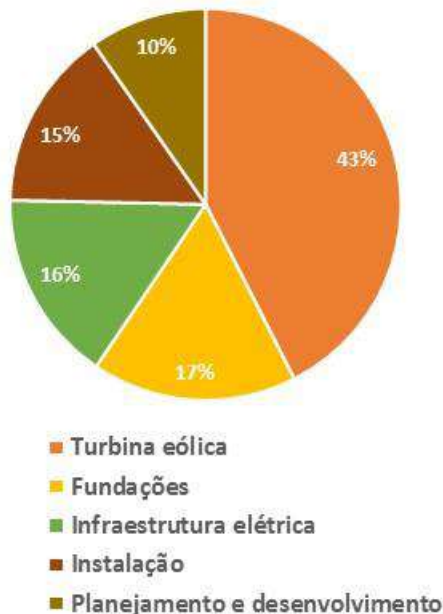


Figura 31 – Categorização de custos de um projeto típico de energia eólica *offshore* (adaptado de IRENA, 2012 e IRENA, 2016b).

A parcela relativa ao planejamento e desenvolvimento desses projetos gira em torno de 5% a 15% do custo total, podendo chegar ao percentual maior pela falta de experiência nesse setor, o que aumenta as incertezas envolvidas, constituindo um custo relativamente alto, principalmente se comparado com projetos de fontes mais maduras.

2.6.3. Custos de O&M

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)¹².

¹² EUR 97,9/kW, como base do ano de 2016, e EUR 76,9/kW, tendo como base do ano de 2017 (IEA, 2018a). Essa redução de 21% entre os valores de referência de um ano para outro demonstra algumas evoluções e melhorias implementadas nas etapas de operação e manutenção.

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.

2.6.4. Potencial de redução de custos

Alguns estudos apontam que as maiores oportunidades de redução do CAPEX de usinas eólicas *offshore* estão relacionadas à instalação e construção desses parques, incluindo o ganho de escala no aumento da capacidade instalada de cada aerogerador, que podem ser atingidos através de várias iniciativas, como (IRENA, 2016b):

- Considerando os custos envolvidos no processo de implantação dos parques, especialmente no que se refere à disponibilização de embarcações e mão de obra especializada, poderiam ser realizados estudos e análises para aumentar a janela de tempo para as operações de montagem e manutenção, reduzindo as interrupções nessa etapa (o que pode resultar em menores custos de locação de embarcações e disponibilização de recursos);
- Utilização de grandes embarcações com maiores plataformas e layouts otimizados, o que aumenta o número de equipamentos transportados, ou o desenvolvimento de embarcações e processos mais eficientes viabilizando tempos de instalação menores e maiores taxas de utilização das embarcações usadas;
- Mudança de etapas da construção *offshore* para *onshore* ou para o porto: montagem e pré-comissionamento de turbinas eólicas em terra, permitindo a instalação da turbina completa e integrada em uma única operação e instalação integrada turbina-fundação com a estrutura transportada para o local do parque por uma embarcação específica e instalada em um único processo; e
- Melhorias nas análises para caracterização do leito marinho: análises geotécnicas mais detalhadas reduzindo incertezas no projeto, permitindo seleção mais apropriada de equipamentos e materiais, e reduzindo custos, tempo e riscos associados à construção.

Os custos de instalação também podem ser reduzidos por processos mais eficientes na conexão dos cabos à subestação *offshore* (IRENA, 2016b), que é considerado um processo demorado e caro, porque cada cabo deve ser conectado no local e fora da água (*onshore*).

Em relação às fundações, um dos grandes desafios a longo prazo é o desenvolvimento de soluções com menores custos, principalmente em águas mais profundas (IRENA, 2012). Nestes casos podem ser utilizadas plataformas flutuantes, permitindo uma série de inovações a serem exploradas,

enquanto que para locais com menor profundidade, com soluções tradicionalmente conhecidas e desenvolvidas, as possíveis reduções nos custos são pequenas.

Os custos referentes a conexão à rede podem ter reduções com o aumento da escala dos parques eólicos *offshore* desenvolvidos. Os custos de conexões de longa distância para parques distantes da costa poderiam ser reduzidos com o uso de conexões HVDC (corrente contínua de alta voltagem). Perdas menores nesses tipos de conexão podem torná-las mais econômicas, mesmo levando em conta o custo de converter CC (corrente contínua) para CA (corrente alternada) em terra (IRENA, 2012). Paralelamente, estão sendo desenvolvidas alternativas de transmissão HVAC de longa distância para evitar alguns custos incrementais e é esperado que possam ser comercializadas no início de 2020 (IRENA, 2016b).

Outra oportunidade para reduzir os custos de conexão é o uso de várias subestações menores que podem ser instaladas nas fundações das turbinas, em vez de plataformas separadas, que também reduzem a complexidade dos sistemas auxiliares.

Em relação às turbinas eólicas, uma das possíveis formas de reduzir os preços dos aerogeradores para parques eólicos *offshore* é com ganhos de escala na produção, visto que esses projetos têm a possibilidade de ser bem maiores do que os parques *onshore*. Além disso, a indústria pode diminuir o custo desses equipamentos com a padronização de novas turbinas e otimização seus processos de fabricação, como por exemplo em melhorias no projeto de fabricação das pás (incluindo aprimoramento em relação à aerodinâmica e aplicação de novos materiais, gerando pás mais rígidas, mais leves, de menor custo e maior qualidade), possibilidade de fabricação de pás modulares, proporcionando a montagem mais próxima ao local do parque, e ainda desenvolvimento de turbinas *downwind* (nas quais o vento incide na área de varredura do rotor pela parte traseira da turbina, funcionando de modo oposto ao das turbinas convencionais *upwind*) ou de duas pás, que possuem requisitos de rigidez menores, podendo ser mais leves e mais baratas.

No que se refere a outros custos de parques *offshore*, como controles, consultoria, projeto e desenvolvimento, não são esperadas reduções muito significativas. Entretanto, cabe destacar que, à medida que a indústria ganha experiência, a tendência é de que esses valores também diminuam.

Dentre as oportunidades de redução de custos de O&M estão: aperfeiçoamentos na previsão do tempo, que podem reduzir incertezas no planejamento e aumentar a janela de tempo para execução dos trabalhos; melhorias na transferência da equipe de manutenção; introdução de manutenção remota e automatizada, entre outras (IRENA, 2016b). Esses custos também podem ser diminuídos caso haja compartilhamento de equipamentos e infraestrutura de O&M entre vários parques eólicos.

Projetos eólicos *offshore* instalados em grandes profundidades e em condições climáticas mais extremas, que são difíceis de serem previstas, podem resultar em maiores custos para todos os

componentes do projeto por conta dos riscos e das incertezas associadas, o que refletirá em maiores preços da energia, que se manterão até que uma experiência adequada seja alcançada. Como exemplo, a instalação da turbina é altamente sensível a ventos fortes, precisando ser interrompida caso o evento aconteça, e com isso causar atrasos significativos e custos excedentes.

Como os mercados eólicos *offshore* no mundo ainda estão em pleno desenvolvimento, as estimativas do potencial de redução de custos dessa tecnologia são bastante incertas. Não obstante, dependendo da velocidade de crescimento desse mercado, alguns estudos apontam para possíveis reduções entre 11% e 30% até 2030 nos custos totais dessa fonte (IRENA, 2012).

Na Figura 32 é demonstrada uma dessas projeções de redução de custos médios para projetos eólicos *offshore* até o ano de 2025, onde são apontados os principais direcionadores para essa diminuição de custos (IRENA, 2016b).

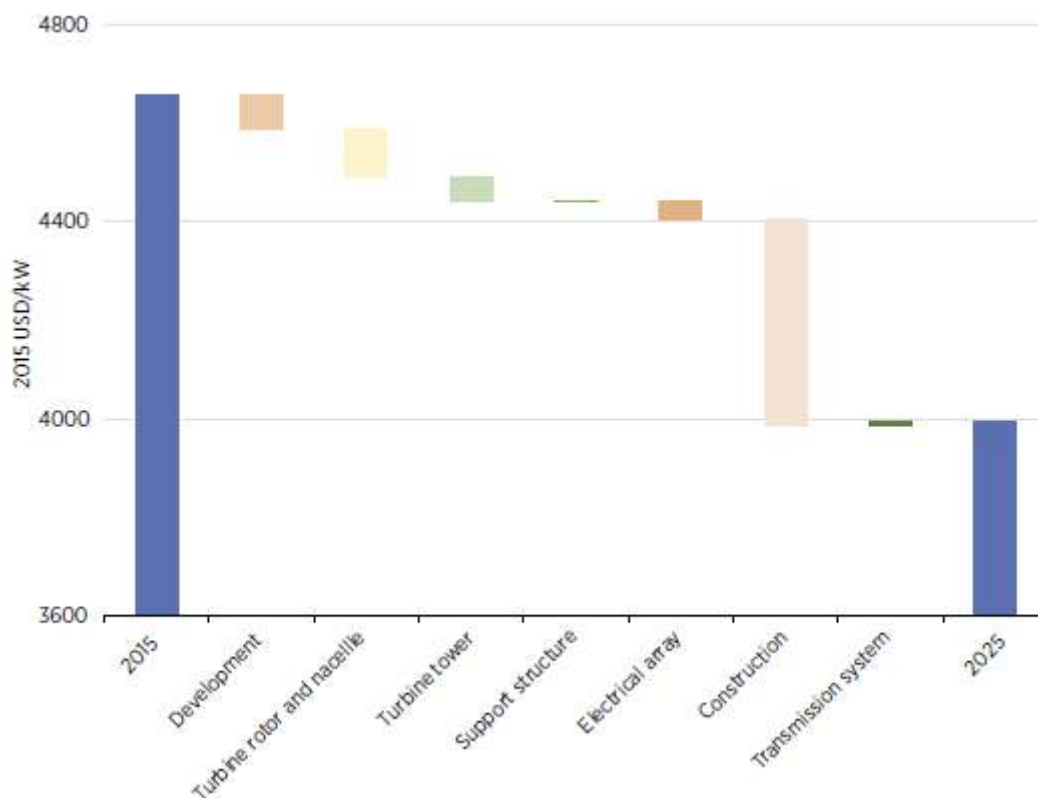


Figura 32 – Projeção de reduções nos custos totais instalados para a fonte eólica *offshore*, 2015 – 2025 (Fonte: IRENA, 2016b).

A principal incerteza para o futuro da fonte eólica *offshore* é o ritmo com que a redução dos custos irá se materializar. Em uma projeção baseada no impacto das políticas energéticas já existentes, ou seja, estimando os resultados da implementação de compromissos políticos anunciados, espera-se que o CAPEX médio dos projetos eólicos *offshore* reduza para cerca de USD 3.550/kW em 2025 e USD 3.000/kW em 2040. No entanto, se as reduções de custo associadas a essa fonte puderem ser

fortemente aceleradas, são projetados custos médios de investimento ao patamar de USD 3.000/kW em 2025, podendo chegar próximo a USD 2.000/kW em 2040 (IEA, 2018b).

2.7. Desenvolvimento de Projetos Eólicos *Offshore*

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 Tabela 18 é mostrado um exemplo de comparação entre prazos médios para cada etapa do ciclo de vida de projetos eólicos *onshore* e *offshore*.

Tabela 18 – Prazos médios para as diferentes etapas dos projetos eólicos (PUPPIM, 2018).

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

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*.

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. A partir desses dados são realizadas modelagens para identificação dos possíveis tipos de fundação. Cabe também à etapa de pré-construção a obtenção do suporte financeiro para a viabilidade econômica do projeto e verificação da viabilidade logística para a implementação do 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. Desta forma, é importante que o planejamento da logística se antecipe a problemas relacionados à cadeia de suprimento para que o cronograma seja enxuto e não

incorra em novos custos para o projeto, visto que alguns gastos podem estar associados ao afretamento de embarcações.

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 33 mostra uma divisão típica dos custos totais de um projeto eólico *offshore*, desde a fase de desenvolvimento, que corresponde a 2% dos custos, até o descomissionamento da planta no fim da sua vida útil, que, assim como a primeira etapa, também tem percentual estimado em 2%, passando pelos custos de OPEX (O&M) durante a operação do parque (em torno de 25 anos), que representa o maior percentual dos custos, de 40%. Na fase de construção, com duração em torno de dois anos, são apontados os percentuais referentes aos custos referentes a Instalação, em torno de 12%, a turbina eólica, de 24%, e a BoP (*Balance of Plant*), aproximadamente 20%. Os custos de BoP incluem estruturas de suporte a turbina, como infraestrutura elétrica, cabeamento, subestação, projetos, etc.

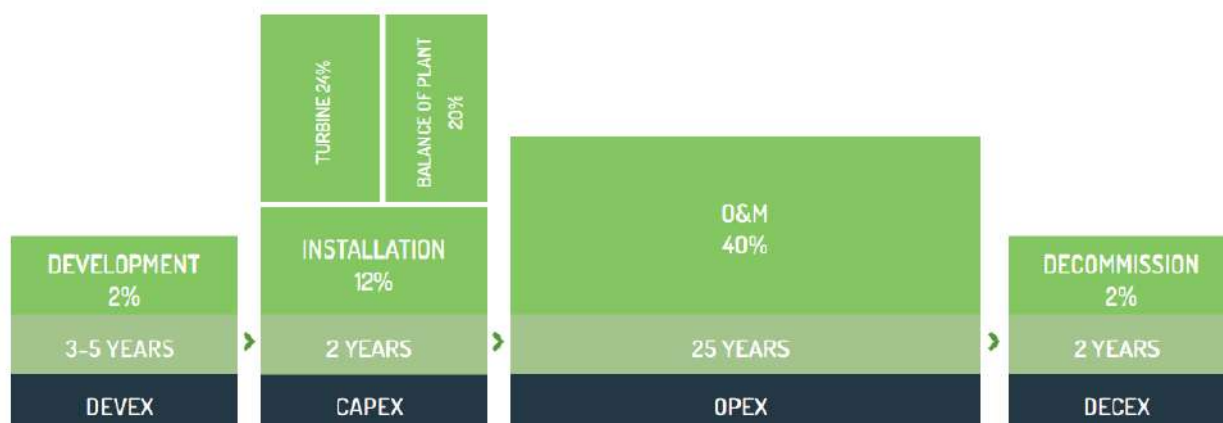


Figura 33 – Divisão típica de custos durante o ciclo de vida de um projeto eólico (Fonte: ORE Catapult / Offshore Wind Industry Council).

Um ponto de atenção no projeto de parques eólicos *offshore* é o fim da vida útil dessas usinas, que demanda análise e escolha entre as opções de repotenciação do parque (aumentando assim seu ciclo de vida) ou o descomissionamento, processo que demanda devida atenção e planejamento para sua melhor execução.

Um exemplo desse tipo de operação foi o realizado no primeiro projeto piloto eólico *offshore* do mundo, construído em Vindeby (Dinamarca) em 1991 e descomissionado em 2017, por causa do término do período de vigência de concessão, e também por se tratar de uma oportunidade de aprendizado nesse tipo de processo (POWER TECHNOLOGY, 2017). Na ocasião, a empresa responsável pelo parque eólico solicitou propostas para o mercado (em uma concorrência) a fim de

encontrar a solução mais viável técnica e economicamente para o descomissionamento. O processo foi dividido em algumas etapas, sendo a primeira delas a desmontagem das turbinas eólicas que, após ser realizada um dos equipamentos, foi alcançado o tempo de desmontagem de 4 horas em cada um dos outros aerogeradores, considerado como um ótimo resultado. A etapa seguinte seria em relação a desmontagem das fundações, onde foram encontradas algumas dificuldades, por causa de um volume de concreto superior ao especificado nos desenhos (divergências entre o desenho do projeto e o projeto construído). A etapa final, considerada não tão complexa quanto as anteriores, foi a realização do desenterramento dos cabos subterrâneos.

Ao final do processo foram relatados também alguns desafios enfrentados, como a falta de alguns registros e desenhos do projeto, o que evidencia a importância de ter acesso a informações atualizadas que sirvam como direcionadores para o processo de desmontagem das partes a ser realizado. Além disso, uma das questões a ser avaliada na fase inicial de planejamento é a possibilidade de reciclagem dos materiais utilizados na usina, como, por exemplo, o aço utilizado nas turbinas eólicas.

3. Conexão ao Sistema

3.1. Introdução

A forma de transmitir a energia gerada pelos parques eólicos *offshore* é um ponto crucial na análise de viabilidade desses empreendimentos. 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. Nesses casos, a seleção adequada da tecnologia de transmissão se torna um fator estratégico na viabilização dos empreendimentos *offshore* sendo importante sua definição ainda na fase de concepção.

De fato, a experiência internacional vem mostrando que os potenciais próximos à costa são geralmente explorados primeiro, e à medida que os melhores pontos são explorados, as distâncias dos parques em relação à costa aumentam gradativamente. 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.

Outro ponto de grande relevância que deve ser destacado, para futuros empreendimentos, é a rede de transmissão no continente que irá receber o montante de energia gerado. A depender do horizonte de implantação do empreendimento, a configuração da rede pode sofrer alterações de acordo com os estudos de planejamento da transmissão. Portanto, os empreendedores que pretendem implantar novos projetos devem considerar com cuidado a configuração do sistema de transmissão da Rede Básica tanto em um horizonte de curto prazo (5 anos), que é compatível com o horizonte de análise do Operador, quanto em um horizonte de médio prazo (10 – 15 anos) em virtude dos resultados dos estudos de planejamento da expansão realizados pela EPE.

3.2. 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 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.

A Figura 34 apresenta alguns arranjos típicos utilizados em parques *offshore* extraídos da brochura Cigré No.483 (CIGRÉ, 2011).

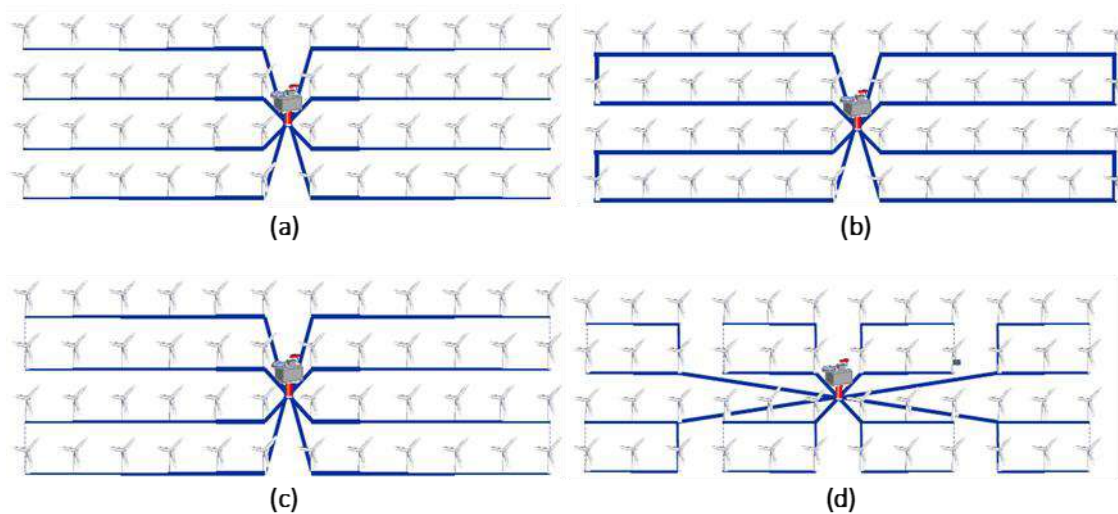


Figura 34 – Arranjos típicos da rede coletora. (a) Configuração radial; (b) Configuração em anel; (c) Configuração em anel para situações de emergência; e (d) Combinação otimizada de diferentes configurações.

A configuração radial, ilustrada pela Figura 34 (a), tem como objetivo ligar o máximo de aerogeradores em um mesmo circuito. Para reduzir os custos de instalação, o diâmetro dos cabos isolados é reduzido à medida que os cabos se afastam da subestação coletora, de acordo com os níveis de corrente previstos para um dado segmento. A principal desvantagem dessa configuração é a possível perda de toda geração de um circuito devido à ocorrência de defeitos em pontos próximos à plataforma da subestação coletora.

A manutenção de defeitos em cabos submarinos normalmente é demorada e alguma redundância pode ser considerada, a depender do montante de geração conectada em um dado circuito. A configuração em anel, ilustrada na Figura 34 (b), permite que praticamente toda geração de um dado circuito seja aproveitada em caso de ocorrência de defeito. A principal desvantagem desse arranjo é o elevado custo de instalação de cabos isolados, que precisam ter uma seção (bitola) única ao longo de todo circuito.

Uma maneira de minimizar os custos de instalação dos cabos isolados, mantendo alguma redundância, é a ligação em anel para atender apenas situações de emergência, ilustrada na Figura

34 (c). Nesse caso utiliza-se a mesma filosofia de dimensionamento de cabos da configuração radial, em que há redução da seção dos condutores à medida que se afasta da plataforma. Porém, em casos de necessidade de suprimento de energia para situações de emergência, existe a ligação em anel através de cabos com seção reduzida.

Uma forma alternativa de reduzir os riscos de perdas de um elevado montante de geração é a conexão de poucos aerogeradores em um circuito, conforme ilustrado pela Figura 34 (d). Arranjos com essas características buscam alcançar uma configuração ótima, levando em consideração os custos de instalação e o nível de risco aceitável. Vale destacar que cada parque eólico possui seu próprio arranjo ótimo, a depender da potência dos aerogeradores, regiões onde estão localizados, número de subestações e também do nível de risco desejável.

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.

3.3. 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. 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. A Figura 35 ilustra uma configuração típica de um sistema de transmissão CA.



Figura 35 – Sistema de transmissão CA dedicado, típico para parques eólicos próximos a costa.

Por outro lado, nos sistemas em corrente contínua, 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. A Figura 36 ilustra uma configuração típica de um sistema de transmissão CC.

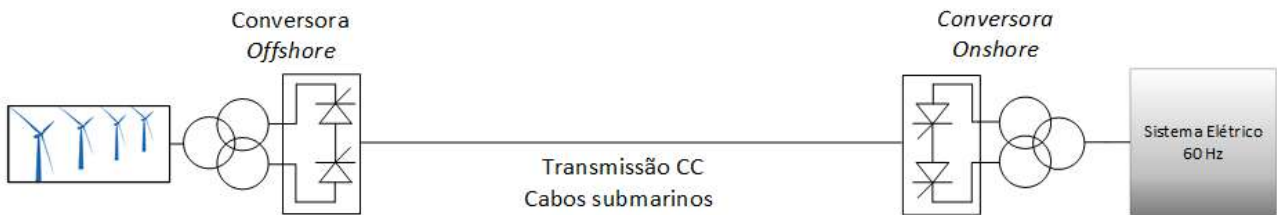


Figura 36 – Sistema de transmissão CC dedicado, típico para parques eólicos distantes da costa.

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 (Figura 37).

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.

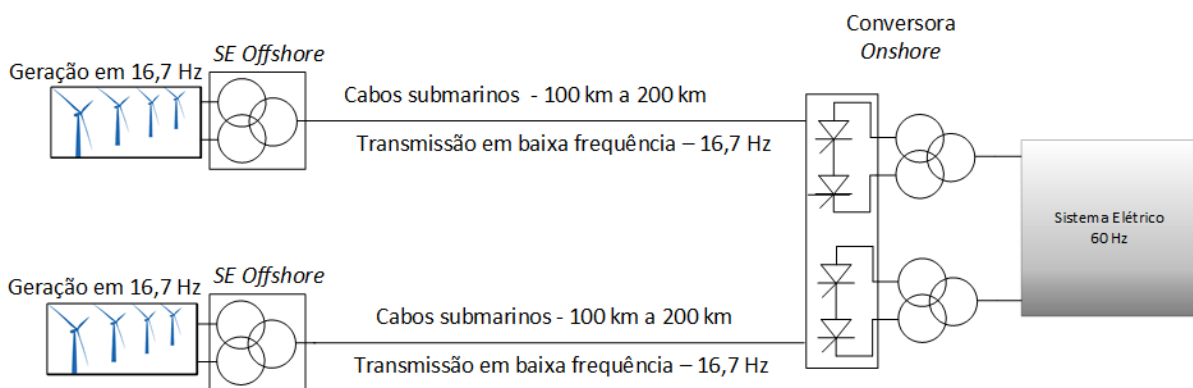


Figura 37 – Diagrama esquemático de um possível sistema de transmissão LFCA.

Redes de transmissão em baixa frequência são normalmente utilizados em sistemas de ferrovias eletrificadas. Linhas férreas na Alemanha, Suíça, Áustria, Suécia e Noruega utilizam a frequência de 16,7 Hz em uma tensão de 15 kV, na Costa Rica 20 Hz e nos Estados Unidos usa-se principalmente 25 Hz (ACKERMANN, 2005).

3.3.1. Sistemas em corrente alternada

Conforme mencionado nas seções anteriores, em virtude dos menores custos envolvidos e menor complexidade de implementação comparados a subestações conversoras em corrente contínua, a transmissão em alta tensão em corrente alternada (HVAC - *High Voltage Alternating Current*) vem sendo amplamente utilizada para conexão de grandes parques eólicos *offshore* relativamente próximos à costa.

Os custos de um sistema HVAC têm forte dependência com a distância da costa e montante de energia gerada pelos parques eólicos. Levando-se em consideração que as perdas elétricas por efeito joule nos sistemas HVAC são relativamente elevadas, a seleção do nível de tensão e da seção dos cabos submarinos são pontos chave na avaliação de viabilidade econômica dos empreendimentos. Portanto, quanto maior a potência e a distância dos parques *offshore* em relação à costa é necessário utilizar soluções concebidas em níveis de tensão mais elevados.

Observa-se ainda que à medida que o comprimento dos cabos submarinos aumenta, a capacidade de transmissão de potência ativa reduz. Tal fato se deve ao aumento das perdas elétricas nos cabos e à natural variação da tensão ao longo da linha, sendo que linhas maiores apresentam maiores diferenças de tensão entre as subestações terminais.

Para distâncias acima de 50 km é possível transmitir da ordem de 330 MVA através cabos isolados de 145 kV ou 550 MVA através de cabos isolados de 245 kV. Para distâncias da ordem de 100 km é possível transmitir potências de até 300 MVA com cabos isolados de 145 kV ou 500 MVA com cabos isolados de 245 kV (BRAKELMANN, 2003). A Figura 38 ilustra de maneira mais clara essa relação.

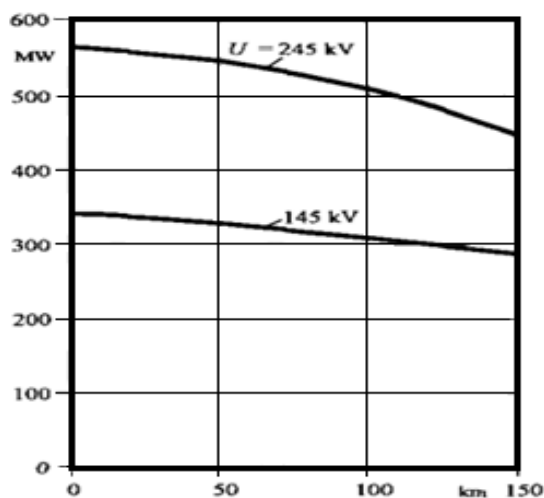


Figura 38 – Potências transmitidas em tensões CA de 145 kV e 245 kV para um circuito com cabos submarinos XLPE com três núcleos em função da distância (BRAKELMANN, 2003).

3.3.1.1. Subestações offshore HVAC

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.

O aumento na segurança está diretamente associado a um aumento dos custos de instalação, operação e manutenção dos equipamentos. Vale destacar que, apesar das taxas de falhas de transformadores serem baixas, os reparos podem demorar meses, o que pode comprometer de forma severa o aproveitamento da geração disponível.

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. Tais equipamentos são necessários principalmente para:

- melhorar o fator de potência, de forma a aumentar a eficiência e a potência ativa entregue;
- compensar as características capacitivas elevadas dos cabos submarinos;
- melhorar o controle de tensão nos terminais das subestações *onshore* e *offshore*;
- melhorar a resposta do sistema em relação a ocorrência de faltas.

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*). Os

bancos de reatores e capacitores, apesar de fornecerem a compensação reativa, não auxiliam na resposta dinâmica do sistema, tendo como vantagem os custos reduzidos quando comparados com aos SVC e STATCOM.

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. Os filtros passivos, apesar de serem mais confiáveis, são mais pesados e ocupam mais espaço, por essa razão o interesse em filtros ativos é crescente, principalmente em aplicações *offshore*, devido aos reduzidos custos associados à instalação (CIGRÉ, 2011).

3.3.2. Sistemas em corrente contínua

Considerando as tecnologias disponíveis para conexão de empreendimentos eólicos *offshore* à rede de transmissão em terra, a corrente contínua possui uma série de vantagens e custos associados que fazem com que a mesma se apresente, atualmente, como a solução preferencial para parques distantes da costa. Devido ao maior custo de infraestrutura em subestações conversoras, a aplicação da transmissão em corrente contínua para parques localizados próximos a costa geralmente não se mostra vantajosa economicamente.

Ainda assim, é importante salientar que a escolha entre transmissão em corrente alternada ou contínua requer análises de custo-benefício adicionais baseadas nas necessidades específicas de cada projeto, uma vez que o aspecto técnico pode ser determinante nessa escolha.

Destacam-se entre as principais vantagens técnicas da adoção da tecnologia de transmissão em corrente contínua: (i) a necessidade de um menor número de cabos isolados; (ii) menores perdas elétricas; (iii) operação assíncrona com o sistema em terra que limita a propagação de perturbações; (iv) controle do fluxo de potência por meio das conversoras; e (v) ausência de fenômenos de ressonância na conexão dos parques.

Como dito anteriormente, em relação à tecnologia utilizada nas conversoras destacam-se a *Line Commuted Converter* (LCC), também chamada de HVDC convencional baseada em tiristores que

dependem de condicionantes da rede para completar sua comutação; e a *Voltage Source Converter* (VSC) baseada nos IGBT's ou GTO's, que são dispositivos capazes de realizar sua comutação independente das condições da rede a que se conectam.

A tecnologia LCC teve ampla utilização para transmissão de grandes blocos de potência por longas distâncias a partir da década de 1970 e atualmente é considerada uma tecnologia madura e apresenta custos menores de instalação e manutenção quando comparada à tecnologia VSC. Conversoras LCC também apresentam menores níveis de perdas, uma vez que as comutações são realizadas a uma frequência menor que as conversoras baseadas na tecnologia VSC. Entretanto, as características inerentes da tecnologia LCC tornam sua aplicação para parques eólicos *offshore* limitada. A ausência de geração síncrona no lado *offshore* da rede, capaz de fornecer uma rede eletricamente forte para garantir a correta comutação dos tiristores, torna necessária a instalação de equipamentos como compensadores síncronos que aumentam o custo e complexidade das subestações *offshore*.

A distorção harmônica gerada na operação de uma conversora LCC também deve ser mitigada por filtros que, dependendo da potência instalada do parque, podem onerar ainda mais o projeto. Em razão dessas limitações, até o início de 2018, todas as aplicações de transmissão HVDC para parques eólicos *offshore* fizeram uso da tecnologia VSC.

As conversoras VSC operam com dispositivos capazes de realizar a comutação em redes com baixo nível de curto-circuito e até mesmo a realização de *black-start* na rede a que se conecta. Essa característica provê a flexibilidade necessária para aplicação dessa tecnologia no contexto de integração de parques eólicos *offshore* à rede em terra. Diferente das conversoras LCC, que absorvem quantidade significativa de potência reativa em ambos os terminais, nas conversoras VSC é possível o controle do fluxo de potência reativa de forma a fornecer suporte de tensão no ponto de conexão à rede. Devido à menor distorção harmônica gerada, a subestação conversora também emprega um número menor de filtros, portanto, é sensivelmente menor, representando cerca de apenas 50-60% da área da subestação de uma conversora LCC. Esse é um atributo importante no contexto de subestações *offshore* e, em razão dessas vantagens técnicas, a tecnologia VSC tem se tornado o padrão mundial para conexão em HVDC de parques eólicos *offshore*.

De acordo com a Brochura Cigré n° 619 (CIGRÉ, 2015), o primeiro parque eólico *offshore* com conexão VSC-HVDC ao sistema CA em terra, chamado BorWin1, foi comissionado em 2009 na costa da Alemanha, com potência de 400 MW e tensão de 150 kV. Desde então foram instalados novos projetos na faixa de 500 a 900 MW em tensões de 250 a 320 kV.

Ao longo das próximas seções serão detalhadas algumas características de parques eólicos que utilizem a transmissão em corrente contínua, incluindo as configurações de subestações conversoras e equipamentos associados.

3.3.2.1. Configuração das subestações conversoras

As subestações *offshore* que utilizam tecnologias HVDC têm recebido especial atenção nos anos recentes em razão do aumento no número de parques eólicos integrados por meio de sistemas em corrente contínua. Apesar de apresentarem muitas semelhanças com subestações terrestres, as subestações *offshore* possuem especificidades físicas e operacionais.

Diversos equipamentos utilizados nas subestações conversoras em corrente contínua requerem um projeto mecânico mais sofisticado de forma a resistir condições ambientais adversas em alto-mar. Outra consideração importante se deve ao tempo de interrupção e confiabilidade, que implica especial atenção a fatores como acessibilidade da plataforma *offshore* e facilidade de manutenção e substituição de componentes. O aumento da confiabilidade dessas subestações geralmente implica em um nível de redundância maior de elementos como transformadores, refrigeração, geradores a diesel, sistemas de comunicação e sistemas auxiliares.

As principais configurações de subestações *offshore* HVDC são mostradas a seguir, fazendo uso de figuras adaptadas da referência (CIGRÉ, 2015).

Na Figura 39 é mostrada a conexão ponto a ponto, onde o parque eólico *offshore* é conectado à rede CA em terra por meio de duas conversoras HVDC e um par de cabos submarinos. Na subestação *onshore* existe um equipamento adicional conhecido como *DC Chopper*, cuja função é prover capacidade de *ride-through* durante faltas (FRT) na rede CA que impeçam transitoriamente o escoamento da potência gerada pelo parque eólico. Esse dispositivo permite dissipar o excedente de potência ativa por parte do parque eólico evitando assim a elevação da tensão do elo CC e a interrupção completa da transmissão.

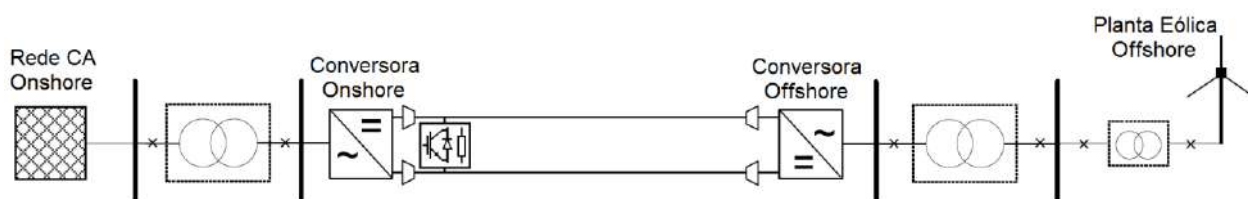


Figura 39 – Conexão ponto a ponto entre eólicas *offshore* e rede terrestre.

Na conexão múltiplos pontos, mostrada na Figura 40 **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, dois elos HVDC independentes operando como conexões ponto a ponto, conectam um mesmo parque a dois diferentes pontos na costa por meio de conversoras. As possíveis razões para utilização dessa configuração seriam o aumento da potência instalada do parque superar a capacidade de transmissão de um único elo ou garantir maior confiabilidade à conexão mantendo o escoamento da potência mesmo se um dos elos estiver fora de operação por razões de manutenção planejada ou saída forçada (CIGRÉ, 2015).

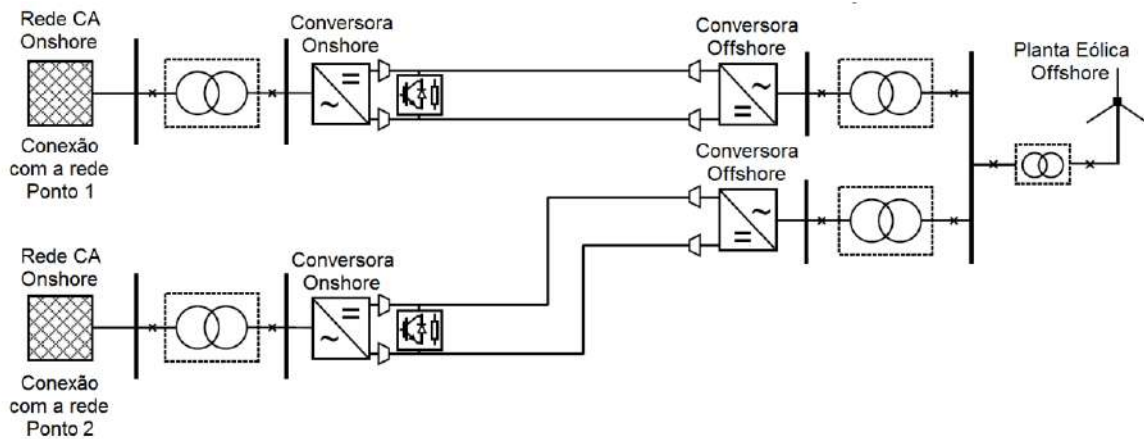
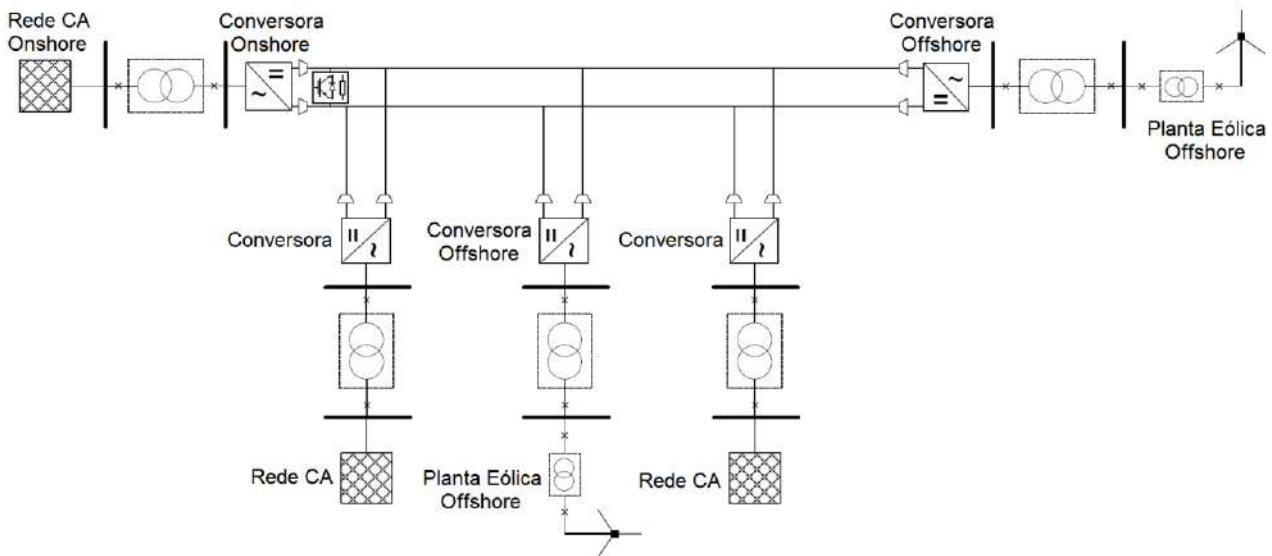


Figura 40 – Conexão em pontos múltiplos entre eólicas *offshore* e rede terrestre.

Outra configuração possível, apresentada na Figura 41 (CIGRÉ, 2015) e que tem sido estudada recentemente, é a utilização de um tronco principal de transmissão em corrente contínua onde diversos parques eólicos *offshore* se conectariam em diferentes pontos de um sistema CA terrestre,



formando uma rede semelhante às convencionais em terra.

Figura 41 – Conexão multi-terminal entre eólicas *offshore* e rede terrestre.

As principais vantagens dessa configuração seriam: (i) a transferência de potência entre os diversos pontos de conexão da rede CA em terra sem que sejam necessariamente síncronas; e (ii) a maior flexibilidade para injeção da potência de diversos parques.

Como principal inconveniência, tem-se o fato de que faltas na rede CC só podem ser eliminadas com a abertura da conexão de todos os terminais da rede, forçando a saída de todo o sistema. Isso pode ser evitado com a implantação de disjuntores CC ou conversoras do tipo *Full-bridge*, capazes de

eliminar a corrente de falta por meio de controle. No entanto, tais equipamentos podem impactar economicamente os projetos e, portanto, são necessárias análises de custo-benefício para determinar a viabilidade dessa abordagem.

Uma solução mais flexível e robusta que a conexão multi-terminal é a formação de uma rede CC, que consiste em um sistema malhado de linhas CC que atenda ao critério de confiabilidade “N-1” (CIGRÉ, 2015). Dentre os benefícios oferecidos por redes CC em relação aos sistemas CA, destacam-se: (i) a maior capacidade de transferência de potência para uma infraestrutura de cabos submarinos semelhante; (ii) a possibilidade de auxiliar na mitigação da intermitência inerente às fontes renováveis variáveis por meio de atuações de controle; (iii) a capacidade de despacho integrado de injeções de potência visando manter a segurança sistêmica ao mesmo tempo em que são levadas em consideração as restrições de rede; (iv) o suporte de tensão da rede CA por meio dos conversores *onshore* VSC; (v) a emulação de inércia; (vi) o controle de frequência primária; (vii) a capacidade de resposta em FRT (com controles específicos tanto para os conversores quanto para as turbinas); e (viii) a possibilidade de contribuir com o amortecimento de oscilações de potência.

Sobre essa questão, cabe destacar que dentre as iniciativas europeias para a integração de um número maior de fontes alternativas, incluindo uma grande inserção de parques eólicos *offshore*, foi desenvolvido um projeto de grande relevância denominado TWENTIES. Dentre as várias temáticas abordadas nesse projeto, foi desenvolvido e testado um disjuntor CC no intuito de avançar na criação de uma possível rede CC. Em síntese, foram estudados os benefícios e impactos de redes CC em malha no âmbito de integração de parques eólicos *offshore* na área do Mar do Norte, em comparação com a abordagem atual de ligação de parques eólicos.

Apesar dos benefícios elétricos associados aos esquemas de redes CC malhadas, foi realizada uma análise econômica para os horizontes de 2020 e 2030. O resultado da análise de custo-benefício não demonstra uma vantagem clara entre os esquemas estudados, sobretudo quanto à redução de despacho de fontes baseadas em combustíveis fósseis e os custos pertinentes. Portanto, o avanço em direção de uma possível rede CC ainda demanda maiores estudos, em especial sobre o avanço nas tecnologias de transmissão CC.

Levando em conta que o sistema elétrico brasileiro é interligado por uma ampla malha de transmissão CA e as características do litoral do país, é bastante improvável em um médio prazo que a construção de uma possível rede CC se torne viável técnico-economicamente.

3.3.3. Estruturas de 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, conforme já detalhado no item 2.3 deste documento, é geralmente determinada por variáveis do projeto como tipo de solo oceânico e profundidade da água onde a plataforma irá operar.

A Tabela 19 apresenta um breve comparativo dos principais tipos de fundação utilizados em plataformas para subestações *offshore* (CIGRÉ, 2011; ROBAK & RACZKOWSKI, 2018). Os itens CAPEX e OPEX foram classificados em uma escala comparativa, sendo 1 o menor e 4 o maior orçamento, respectivamente.

Tabela 19 – Comparativo de fundações para subestações *offshore*.

	Gravidade	Monopile	Jacket	Autoelevação
Fabricação	Simple	Simple	Complexa	Complexa
Problemas de vibração	Não	Sim	Não	Sim
Máxima profundidade	2-30m	2-30m	2-60m	<50m
Requerimento de solo	Sim, solo firme	Não	Não	Não
Peso <i>Topside</i>	<2000 ton	<1200 ton	<4000 ton	<4000 ton
CAPEX	1	1	3	3
OPEX	1	2	3	4
Vantagens	Construída em concreto, sem fixação ao solo	Menor risco de colisões	Variedade de aplicações	Instalação facilitada
Desvantagens	Fica custosa em profundidades elevadas	Requer fixação ao solo	Requer grande quantidade de aço	Conceito pouco testado

O *topside* da plataforma é a estrutura suportada pela fundação onde são alocados os equipamentos elétricos como transformadores, dispositivos de proteção e manobra e, se necessário, as conversoras. O layout é geralmente determinado por fatores como tecnologia a ser utilizada (CA ou CC), isolamento a ar ou blindada, requerimentos de refrigeração, distâncias de isolamento e também pela escolha do tipo de fundação empregado. A estrutura do *topside* pode ser do tipo *deck* de contêineres, semifechado ou totalmente fechado sendo geralmente fabricadas e montadas em terra e transportadas para instalação sobre a fundação já instalada em alto mar.

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*. A necessidade de transmissão de montantes de potência elevados vem forçando o desenvolvimento de materiais isolantes capazes de suportar níveis de tensão e temperatura cada vez mais elevados.

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, isolamento, blindagem semicondutora, blindagem metálica e armadura. Os componentes, bem como a disposição dos mesmos são ilustrados na Figura 42, adaptada de Wright *et al.* (2002).

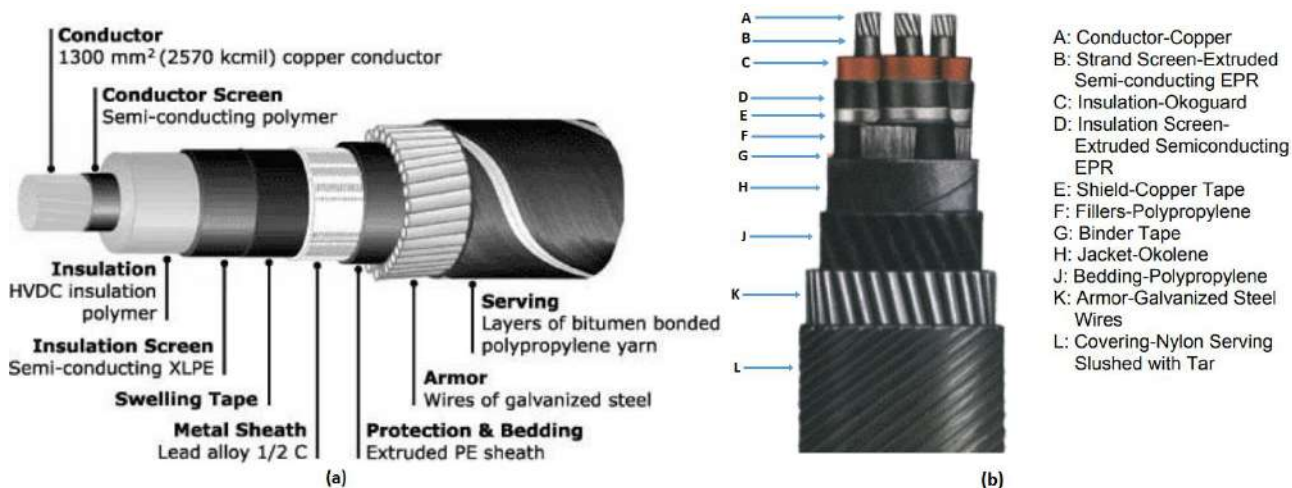


Figura 42 – Ilustração dos componentes de cabos submarinos. (a) Cabos *single-core* ou com um condutor por cabo; (b) Cabos *three-core* ou com três condutores por cabo (WRIGHT *et al.*, 2002).

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. A Tabela 20 sumariza as capacidades máximas encontradas em recentes publicações e catálogos de fabricantes (WRIGHT *et al.*, 2002; NEXANS, 2019; PRYSMIAN, 2019). Vale salientar que tais valores são referenciais e que a definição de tais capacidades deve ser realizada caso a caso.

Tabela 20 – Capacidade para cabos de alta tensão.

Sistema	CA – Cabos <i>single-core</i>		CC – Operação bipolar – 2 cabos <i>single Core</i>			
	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

¹ Para tecnologia LCC até 250 kV.

3.4. Conexão à Rede Básica

As condições de acesso à rede de transmissão ou de distribuição representam aspectos bastante relevantes para viabilizar a implantação de qualquer empreendimento de geração. No caso específico de empreendimentos eólicos *offshore*, a questão da conexão torna-se ainda mais relevante em função de diversas características desses empreendimentos como por exemplo:

- i. o porte dos parques, que tendem a apresentar potências instaladas elevadas podendo superar facilmente as capacidades de escoamento da rede dos pontos de conexão disponíveis;
- ii. a topologia e as tecnologias de transmissão utilizadas nos sistemas de interesse restrito, que podem impactar de diferentes formas o desempenho elétrico da rede; e
- iii. o acesso físico às instalações existentes e/ou planejadas, que pode requerer a implantação de linhas de conexão com extensão significativa e que atravessam regiões com elevada complexidade socioambiental.

No tocante ao porte de empreendimentos eólicos *offshore* é importante destacar que existe atualmente uma tendência clara de aumento tanto da potência unitária dos aerogeradores quanto da potência instalada total dos parques (WINDSPEED, 2011; MADARIAGA *et al.*, 2012; ANEEL, 2014). Esse aumento no porte dos empreendimentos tem efeito direto sobre as soluções adotadas no sistema coletor das usinas, que podem variar entre alternativas em corrente alternada, com níveis de tensão mais elevados, até mesmo à adoção de sistemas em corrente contínua com interface CA/CC em sistemas coletores *onshore*.

Do ponto de vista do acesso, a interface desses empreendimentos com a rede de transmissão pode representar um desafio considerável para viabilizar a conexão dos empreendimentos, especialmente em função da característica predominantemente radial do sistema de interesse restrito dos parques. No caso de grandes parques, por exemplo, contingências internas ao parque ou no sistema de conexão podem levar à ocorrência de problemas severos no âmbito da operação associados à instabilidade transitória ou ao controle de tensão.

Dentro desse contexto, é importante ressaltar que a análise das condições de acesso de empreendimentos de geração à Rede Básica, às Demais Instalações de Transmissão - DIT e às Instalações de Transmissão de Interesse exclusivo de Centrais de Geração para conexão compartilhada – ICG, é uma atribuição do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e é regulamentada pelos Procedimentos de Rede. De forma análoga, o processo de conexão à rede de distribuição é regulamentado pelo Procedimento da Distribuição.

No caso dos Procedimentos de Rede, o Módulo 3 – Acesso aos Sistemas de Transmissão é o que estabelece os procedimentos, as instruções e os requisitos mínimos a serem seguidos pelos

empreendedores que desejam viabilizar seu acesso à rede. Esses requisitos mínimos são aplicáveis tanto para empreendimentos eólicos *onshore* quanto para *offshore*, no entanto, algumas atualizações ou revisões pontuais podem se tornar oportunas futuramente com o objetivo de abranger aspectos específicos da conexão de empreendimentos eólicos *offshore*, em especial quando o sistema coletor for composto por mais de uma conversora CA/CC. Para esses casos, por exemplo, pode se tornar conveniente definir requisitos técnicos mínimos diferenciados entre as instalações coletoras *onshore* e *offshore*.

Sob a ótica do planejamento da expansão da transmissão, a implantação de empreendimentos eólicos *offshore* de grande porte, contratados no modelo atual por meio do Ambiente de Contratação Regulada ou do Ambiente de Contratação Livre, traz um desafio adicional para a recomendação de ampliações e reforços sistêmicos que possibilitem o escoamento da energia proveniente dos novos empreendimentos.

Além das avaliações de impacto local, geralmente realizados pelos próprios empreendedores durante o processo de acesso, será necessário realizar análises específicas dos impactos sistêmicos e, eventualmente, das expansões das interligações regionais. Sendo assim, de modo análogo ao realizado pela EPE para outras fontes renováveis nos últimos anos, a elaboração dos Estudos Prospectivos da Expansão da Transmissão será fundamental para verificar os impactos sistêmicos da integração dos projetos eólicos *offshore* em larga escala e determinar, se necessário, uma expansão de mínimo custo global para o sistema.

Para a realização desses estudos prospectivos, no entanto, a obtenção de informações mais detalhadas dos projetos como a sua localização, as características dos sistemas de conexão, a capacidade de contribuição para níveis de curto-circuito das plantas, a relação de curto-circuito mínima exigida, assim como dos potenciais disponíveis é um grande desafio a ser superado.

Por fim, outra questão de bastante relevância para os empreendimentos eólicos *offshore* está associado ao processo de licenciamento ambiental das instalações de conexão. Esses processos podem se tornar bastante complexos em função das travessias de regiões litorâneas, que podem ser áreas densamente ocupadas, possuir forte apelo turístico ou envolver áreas de preservação ambiental. Esses aspectos afetam tanto as linhas de conexão das usinas quanto os reforços sistêmicos necessários para viabilizar o escoamento da geração e, dessa forma, podem influenciar significativamente a viabilidade dos projetos.

3.4.1. Requisitos técnicos

Os requisitos técnicos têm como objetivo garantir a integração do controle, as proteções do parque eólico, bem como os impactos nos pontos de conexão em situações de regime de operação normal e de contingência. Algumas funções são requeridas para o sistema de controle e proteção de parques

eólicos e suas conversoras, tanto no sistema ilhado *offshore* como em sua conexão com a rede em terra. Tais requisitos também devem atender os procedimentos de rede, definidos pelo ONS, e o não atendimento aos mesmos pode implicar em punições e multas a serem definidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

A seguir são listados os principais requisitos que um parque eólico *offshore* deveria atender:

- **Fault Ride Through (FRT):** Capacidade de resposta dos sistemas de geração à ocorrência de faltas advindas do sistema elétrico. Durante um período de tempo definido nos códigos de rede dos países, os parques não podem sair de operação, contribuindo para a manutenção da estabilidade sistêmica e recuperando os níveis de tensão após as contingências.
- **Suporte de frequência:** A depender do montante de energia a ser entregue pelo parque eólico *offshore*, as turbinas devem prover uma adequada resposta à variação da frequência da rede.
- **Suporte de tensão e potência reativa:** Os requisitos de rede determinam quantidades máximas mínimas do montante de potência reativa a ser gerada ou consumida pelos parques eólicos *offshore*. Além disso, devem ser respeitados os limites de tensão estabelecidos, observando o montante de potência reativa gerada ou consumida pelas turbinas, além da potência reativa fornecida pelos cabos submarinos.
- **Controle de potência ativa e operação remota:** Pelo fato da energia eólica ter característica intermitente, é desejável aproveitar o máximo possível a energia gerada. Porém, em alguns momentos a potência gerada pode ser excessiva ou mesmo impactadas pelos requisitos FRT. Portanto, o controle de potência ativa e a operação remota dos parques eólicos *offshore* através de centros de controle é imprescindível.

Quanto ao sistema ilhado cujo sistema de conexão é realizado através de conversoras, a frequência deve ser controlada em valor especificado pela retificadora do elo VSC, a tensão na ilha *offshore* deve ser controlada em níveis apropriados em todos os geradores eólicos e na conversora, e devem ser previstas proteções e capacidade de *ride-through* para faltas também no ambiente *offshore*.

Ainda para sistemas de transmissão CC, analogamente às especificações requeridas para as instalações de parques *onshore*, no ponto de conexão em terra deve-se garantir que haja possibilidade de suporte de frequência da rede CA por meio da redução ou aumento da geração do parque eólico *offshore*. Para tanto é necessário que haja coordenação entre a inversora em terra e a retificadora e geradores eólicos *offshore*. A disponibilização do recurso de inércia sintética e POD (*power oscillation damping*) também podem ser requeridos, sendo necessária uma coordenação do elo CC com os geradores eólicos com características elétricas semelhantes às de suporte de frequência. Por outro lado, no terminal *offshore*, é necessário também garantir proteções eficazes contra faltas na rede CA e capacidade de *ride-through* por meio do emprego de *break choppers*, como citado anteriormente.

Na fase de planejamento e projeto do sistema de transmissão e conexão de plantas de geração eólica *offshore* devem ser desenvolvidos uma série de estudos objetivando o cumprimento dos requisitos de rede.

Algumas referências descrevem em detalhe os estudos necessários para implantação de um sistema de transmissão (CIGRÉ, 2011; CIGRÉ, 2015). Dentre os principais, pode-se citar os de fluxo de potência, curto-circuito, estabilidade de longo e curto prazo, coordenação de isolamento, harmônicos e iterações subsíncronas, transitórios eletromagnéticos, aterramento e campos eletromagnéticos. Os resultados obtidos nestas avaliações são o insumo básico para o dimensionamento de equipamentos e custos envolvidos em um empreendimento *offshore*.

4. Aspectos Legais e Regulatórios

4.1. Introdução

O estudo proposto pela EPE sobre os aspectos legais envolvendo a implantação e a operação de parques eólicos *offshore* na costa brasileira passará por 3 (três) etapas de análise: a experiência internacional sobre o tema; o arcabouço regulatório atualmente existente; e a legislação ambiental vigente que, eventualmente, possa ser aplicável ao tema. Por fim, apresentaremos nossas conclusões preliminares sobre a matéria.

A partir das referidas análises, será possível perquirir os erros e acertos já praticados por outros países quanto à regulação do tema e, ainda, se já existem elementos normativos suficientes no ordenamento jurídico brasileiro para viabilizar o desenvolvimento desta modalidade de exploração do potencial eólico no país ou, do contrário, se será necessária a edição de regulamentação específica para tratar da matéria.

4.2. Experiência Regulatória Internacional

Num contexto de transição energética impulsionada pelas crescentes preocupações com o aquecimento global e com o desenvolvimento de medidas que proporcionem o uso cada vez mais eficiente dos recursos naturais, de modo a preservar o usufruto desses recursos de forma sustentável para as futuras gerações, as energias renováveis vêm formando um mercado que se encontra em franco crescimento no âmbito mundial.

Consequência disso é que a avaliação da experiência regulatória internacional já consolidada na inserção da energia eólica *offshore* nos setores elétricos de outros países se mostra essencial ao exame das lições aprendidas e ao diagnóstico para os próximos passos na seara da regulação nacional. No entanto, é importante salientar que esse exercício deve ser feito sem que o intérprete se afaste das premissas assentadas pela Constituição da República Federativa do Brasil.

Questão recorrente no debate da doutrina administrativista se dá em torno da adoção do critério competitivo quando da aquisição, alienação ou cessão de bens ou direitos pela Administração Pública. De pronto, podemos afirmar que o art. 37, inciso XXI da Constituição é expresso ao afirmar que a regra é a competitividade e a sua ausência, a exceção¹³.

¹³ “Art. 37. A administração pública direta e indireta de qualquer dos Poderes da União, dos Estados, do Distrito Federal e dos Municípios obedecerá aos princípios de legalidade, impessoalidade, moralidade, publicidade e eficiência e, também, ao seguinte: (...) XXI - ressalvados os casos especificados na legislação, as obras, serviços, compras e alienações serão contratados mediante processo de licitação pública que assegure igualdade de condições a todos os concorrentes, com cláusulas que estabeleçam obrigações de pagamento, mantidas as condições efetivas da proposta, nos termos da lei, o qual somente permitirá as exigências de qualificação técnica e econômica indispensáveis à garantia do cumprimento das obrigações”.

No decorrer deste texto, será possível notar que alguns países adotaram procedimentos competitivos ao tratar da outorga do uso de áreas para exploração de potencial eólico *offshore*, ao passo que outros não o fizeram.

No espaço econômico europeu, serão avaliadas as experiências do Reino Unido, Alemanha, Dinamarca e França. Na América, enfocaremos o procedimento adotado nos Estados Unidos e, na Ásia, a forma como a China vem tratando o desenvolvimento do potencial eólico *offshore*.

Antes de adentrarmos à cada região em particular, cabe ressaltar que, durante o estudo, foram identificados 3 (três) instrumentos básicos de seleção de interessados, diferenciados com base na presença, ou não, de competitividade, a saber:

- **Modelo *open door*:** não há competição para a outorga do uso de áreas para exploração de potencial eólico *offshore* ao particular. Os interessados, desejando estabelecer um parque eólico em uma área específica que não coincida com aquelas já constantes do zoneamento realizado pelo Estado, apresentam a este os seus projetos, que são analisados. Caso concedida a permissão, o empreendedor pode efetivar os estudos preliminares, o que inclui a obtenção de licença ambiental. Tem previsão legal na Dinamarca.
- **Modelo “*First come, first served*” (FCFS):** também aqui não há competição para a outorga do uso de áreas para exploração de potencial eólico *offshore* ao particular. Neste modelo, o Estado, em regra, fica responsável pelo levantamento do potencial e pelo zoneamento das áreas e coloca algumas informações à disposição dos interessados, que submetem seus projetos para que sejam avaliados de acordo com os critérios regulatórios. É o sistema adotado na Alemanha, que se encontra em transição para a adoção de procedimento competitivo¹⁴. Já foi adotado no Reino Unido e na Holanda.
- **Licitação/Leilão:** a outorga do uso de áreas para exploração de potencial eólico *offshore* é concedida ao particular que se sagra vencedor de um procedimento competitivo. É adotado na Bélgica, no Reino Unido, na França, na Dinamarca, na Holanda, na China e nos Estados Unidos. A Alemanha, conforme já mencionado, se encontra em regime de transição para esse sistema.

4.2.1. Europa

A despeito do desenvolvimento de energia eólica *offshore* na Europa remontar aos anos 90, com a instalação do primeiro parque eólico na Dinamarca (1991), a promoção do uso da energia advinda

¹⁴ Projetos com turbinas comissionadas até 1º de janeiro de 2021 e que tenham conseguido acesso à rede estão isentos de participarem de procedimentos competitivos.

dos recursos renováveis foi consagrada na Diretiva da União Europeia 2009/28/EC, de 23 de abril de 2009.

Atualmente, a Europa conta com uma capacidade instalada total de 18.499 MW para a fonte, o que corresponde a 4.543 turbinas conectadas à rede em 11 países. A Figura 43 demonstra a evolução do número de instalações, por país, e da capacidade instalada acumulada de 2008 a 2018. Da análise da figura, nota-se que o Reino Unido se destaca como o líder em capacidade instalada e em número de instalações, seguido pela Alemanha e pela Dinamarca¹⁵.

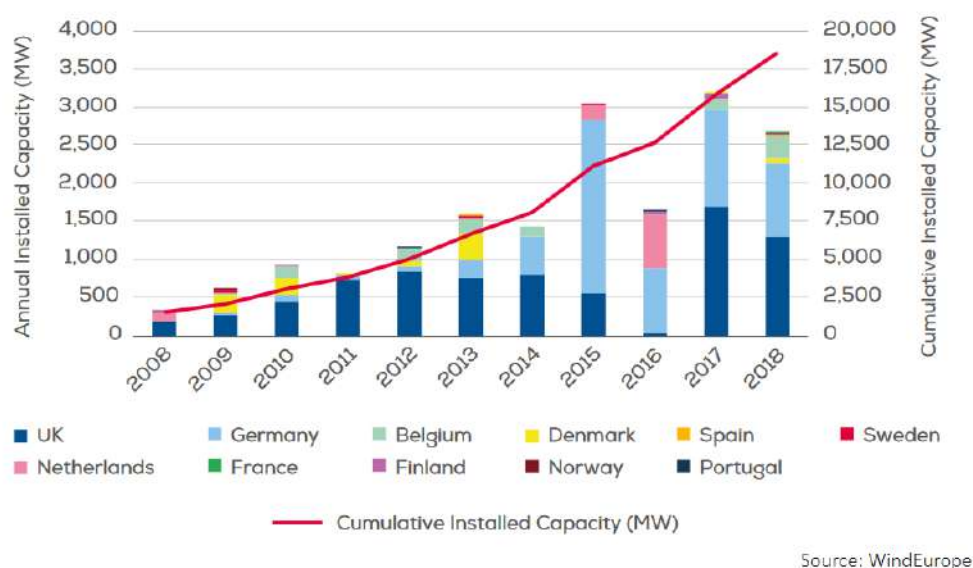


Figura 43 – Europa: capacidade instalada acumulada e por ano, até 2018.

4.2.1.1. Reino Unido

No Reino Unido, a entidade *The Crown Estate* detém a propriedade do mar territorial e da Zona Econômica Exclusiva (ZEE). É ela que realiza as rodadas de licitação para celebração dos contratos de arrendamento das áreas para desenvolvimento e operação de parques eólicos *offshore*. Contudo, há que se notar que o procedimento inicialmente não se deu com competitividade, conforme se pode conferir a seguir.

Ao todo, foram realizadas três rodadas para ocupação de espaços marítimos até o momento. Na primeira rodada (2000), não se verificou competição entre diferentes particulares pelo uso de um mesmo local. As áreas a serem desenvolvidas foram propostas pelos próprios interessados, cada qual escolhendo uma área de seu interesse e diferente daquelas apresentadas pelos demais. Na segunda (2003), de forma diversa, o governo, após a realização de avaliação ambiental estratégica, delimitou

¹⁵ Maiores detalhes podem ser encontrados em *Offshore Wind in Europe: Key Trends and statistics 2018*. Disponível em: <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Offshore-Statistics-2018.pdf>. Acesso em: 21 mar. 2019.

apenas três áreas maiores e deflagrou um procedimento competitivo. Já na terceira rodada (2008), nove áreas maiores selecionadas, também após a realização de avaliação ambiental estratégica, foram oferecidas aos interessados.

Uma vez recebido o direito de uso da área, os empreendedores podem realizar pesquisas para identificar, dentro dessas grandes áreas, os locais mais favoráveis à implantação dos parques.

Na sequência, delimitado o local mais adequado à implantação do parque, o empreendedor fica responsável pelos estudos técnicos mais específicos, o que inclui os de impacto ambiental. De posse do resultado dessas avaliações, o empreendedor solicita autorização para desenvolvimento do parque, que poderá ser concedida pelo *Department of Business, Energy, & Industrial Strategy* (BEIS) ou pela entidade *Marine Management Organisation* (MMO), a depender da capacidade proposta para o parque eólico¹⁶.

A licença de geração é concedida pelo *Office of Gas and Electricity Markets* (OFGEM), a autoridade reguladora da respectiva atividade¹⁷. No que diz respeito à conexão à rede, é necessário realizar aderir ao operador do sistema *onshore* e também ao operador *offshore*¹⁸.

4.2.1.2. Dinamarca

A regulação dinamarquesa compreende dois instrumentos de seleção de interessados na exploração do potencial eólico da ZEE do país, quais sejam: o *open door* ou o leilão.

No procedimento *open door*, o empreendedor apresenta seu projeto espontaneamente e ele é avaliado pelo regulador, que poderá conceder ou não a permissão para condução dos estudos preliminares por tempo determinado. Ressalte-se que nesse procedimento não é possível requerer a realização de estudos em áreas que já integram o zoneamento realizado pelo Estado; os empreendedores obrigatoriamente devem identificar novos potenciais, arcando com os custos dos estudos ambientais. Dessa maneira, observa-se que se trata de procedimento despido de competitividade.

No caso da licitação, são levadas ao certame as áreas integrantes do zoneamento, sobre as quais a autoridade reguladora realiza os estudos preliminares, inclusive o de natureza ambiental. Esses estudos são reembolsados ao governo pelo licitante vencedor.

¹⁶ Para parques com capacidade pretendida superior a 100 MW, é emitido um documento chamado Development Consent Order pelo BEIS. Na hipótese de capacidade compreendida entre 1 e 100 MW, a autorização para construção é concedida pela Marine Management Organisation (MMO). (THE CROWN ESTATE, 2018: <https://www.gov.uk/guidance/generating-energy-offshore>).

¹⁷ Disponível em: <https://www.ofgem.gov.uk/electricity/transmission-networks/connections>. Acesso em: 11 out. 2019.

¹⁸ Disponível em: <https://www.ofgem.gov.uk/electricity/transmission-networks/offshore-transmission>. Acesso em: 11 out. 2019.

4.2.1.3. França

O governo francês é responsável, por meio de suas autoridades locais, pela identificação das melhores áreas para a exploração do potencial eólico *offshore*, bem como pela realização dos estudos ambientais.

A tradicional doutrina administrativista francesa construiu instrumentos para seleção de interessados na instalação de parques eólicos *offshore* por meio de licitação. O sistema compreende dois tipos de licitação: o clássico e o do diálogo competitivo.

A licitação clássica consiste na elaboração e publicação de edital com os critérios a serem preenchidos pelos interessados (técnicos, econômicos e financeiros), além das características geográficas das áreas a serem leiloadas e da duração do contrato de compra e venda de energia. Outras especificações podem ser detalhadas pela autoridade reguladora.

Publicado o edital, a entidade reguladora examina as propostas e elabora a lista de classificação dos licitantes em ordem de atendimento aos requisitos do edital. O licitante vencedor terá a si outorgada uma autorização para construção e operação do parque eólico *offshore*.

Já na licitação marcada pelo diálogo competitivo, elabora-se um edital de pré-qualificação dos interessados. Aqueles que preencherem os requisitos são convidados a participar do “diálogo competitivo”, devendo oferecer suas propostas ao órgão regulador. Dependendo da complexidade do projeto, são realizadas várias reuniões com os empreendedores selecionados que, de forma competitiva, são estimulados a apresentar a solução mais aderente às premissas fixadas na política energética do país. O tratamento isonômico deve ser conferido aos interessados durante todo o procedimento, que perdurará até que se encontre a solução mais adequada às necessidades da Administração.

A técnica do diálogo competitivo foi incorporada às práticas da União Europeia para atender às situações em que a Administração Pública tem consciência do que precisa, mas ainda não tem os meios de saber como suas necessidades podem ser atendidas¹⁹.

Dessa maneira, pode-se concluir que, como regra, a regulação francesa não abriu mão da competitividade como critério primordial de escolha dos empreendimentos eólicos *offshore* em suas águas.

¹⁹ O procedimento do diálogo competitivo foi introduzido pela Diretiva da União Europeia nº 2014/24/EU (art. 30).

4.2.1.4. Alemanha

Inicialmente, a Alemanha adotou o modelo *first come, first served* (FCFS), sendo certo que os interessados poderiam escolher as áreas livremente. Posteriormente (2009), o país deflagrou a iniciativa de realizar o levantamento do potencial eólico da zona econômica exclusiva (ZEE) com o objetivo de delimitar as áreas passíveis de desenvolvimento.

O procedimento de aprovação dos projetos depende da participação das autoridades competentes, bem como dos grupos e entidades afetados, o que envolve a realização de audiências públicas. O interessado também fica responsável pelo estudo de impacto ambiental e análise de riscos e impactos à atividade de navegação marítima.

Os documentos são analisados pelas autoridades federal e estadual competentes e, caso o projeto seja aprovado, a autorização para a construção do parque é concedida.

Em janeiro de 2017, entrou em vigor a Lei de Energia Eólica Marítima, que introduziu uma ampla reforma no tratamento do assunto. Com o objetivo de reduzir custos e manter o incentivo ao crescimento da fonte, a nova lei passou a prever a necessidade de um procedimento competitivo (leilões). Um regime de transição entre o modelo anterior e o novo modelo foi estabelecido, de modo que apenas os projetos que serão comissionados a partir de 2026 serão submetidos ao sistema de leilões, denominado “modelo central” (*zentrale Modell*).

No modelo central, os locais de instalação a serem oferecidos nos leilões serão determinados segundo um Plano de Desenvolvimento de Área (*Flächenentwicklungsplan*).

As investigações preliminares são conduzidas pela autoridade estatal federal (*Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie – BSH*) na ZEE, ou pelo órgão estadual, caso as investigações tenham lugar no mar territorial, com o objetivo de oferecer aos licitantes informações suficientes para a formulação dos lances. Essas investigações abrangem estudos ambientais, levantamento do subsolo e análise preliminar do vento e condições oceanográficas. Investigações mais aprofundadas serão custeadas pelo licitante vencedor.

Vencida a licitação, é outorgado o direito exclusivo de requisitar a aprovação do plano de desenvolvimento com a finalidade de obter a autorização para construir e operar.

4.2.2. Ásia

4.2.2.1. China

A China iniciou sua operação eólica *offshore* a partir de um projeto piloto contando com uma turbina de 15 MW no campo de petróleo de Suizhong (BARBOSA, 2018). Atualmente, de acordo com dados

fornecidos pela IRENA²⁰, em 2018, o país conta com uma capacidade instalada acumulada de 2.641 MW.

A análise da experiência chinesa aponta que o governo, com participação de órgãos em esfera nacional e provincial, faz o levantamento de todo o potencial, incluindo estudos geológicos, de medições anemométricas e avaliações de impacto ambiental para oferecer as áreas delimitadas aos interessados em rodadas de licitação em que é avaliada a capacidade técnica e econômica dos participantes. Ao final, outorga-se a licença para construção do parque.

4.2.3. América

4.2.3.1. Estados Unidos

O primeiro parque eólico *offshore* dos Estados Unidos entrou em operação em 2016 (BARBOSA, 2018), o que demonstra que a experiência estadunidense é mais recente que a europeia. A atual capacidade instalada dos Estados Unidos é de 29,3 MW²¹.

Nos Estados Unidos, o critério competitivo se encontra na essência do modelo de outorga de áreas para desenvolvimento de potencial eólico *offshore*.

O levantamento do potencial das áreas pode ser feito pelo governo, o que inclui a realização de estudos ambientais preliminares, colocando-se as áreas à disposição dos interessados em um procedimento competitivo.

Tal procedimento não impede, contudo, que os interessados tenham a iniciativa de propor áreas para o desenvolvimento de parques eólicos *offshore*. Nesse caso, é avaliada a proposta do empreendedor e, caso a área seja considerada viável, publica-se um edital com o objetivo de aferir sobre a existência de outros interessados no empreendimento. Na hipótese de comparecerem outras propostas de desenvolvimento da área, é provocado um certame competitivo; com aquele que lograr êxito, é celebrado um contrato de arrendamento.

Existem três tipos de arrendamento: o comercial, o limitado e o para fins de realização de pesquisa. O primeiro compreende a geração de energia, ao passo que o segundo trata do uso da área para atividades de suporte à geração, mas que não resultem em produção de energia para comercialização ou distribuição, desde que obedecidos os limites definidos na regulação. O arrendamento para fins de pesquisa, por sua vez, tem como único objetivo o uso da área pelos Estados ou autoridades Federais para atividades de cunho científico.

²⁰ Disponível em: https://public.tableau.com/shared/S7ZG4S69S?:toolbar=no&:display_count=no. Acesso em: 21 mar. 2019.

²¹ Disponível em: https://public.tableau.com/shared/D53ZZ8PNH?:toolbar=no&:display_count=no. Acesso em: 21 mar. 2019.

Após esse breve resumo sobre a experiência internacional na implantação dos empreendimentos eólicos *offshore*, constatamos, sem margens para maiores dúvidas, que todos os países estudados tendem a propor, como instrumento básico de seleção de interessados, processos eminentemente competitivos, respeitando as particularidades de cada legislação, como não poderia deixar de ser.

4.3. Arcabouço Legal para a Participação da Fonte Eólica *Offshore* na Matriz Brasileira

Como proposto no início do trabalho, nesta seção examinaremos o arcabouço legal vigente no Brasil. É importante ter em mente, antes de iniciar este exame, que o referido arcabouço foi idealizado levando em consideração a experiência brasileira, que é voltada primordialmente para a implantação de parques eólicos *onshore*.

4.3.1. Legislação vigente, abrangência e medida de sua aplicabilidade

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.

Antes de adentrarmos ao estudo sobre a existência de um arcabouço legal robusto o suficiente para abranger as particularidades da implantação de parques eólicos *offshore*, ou sobre a necessidade de uma regulação específica sobre a matéria, vale destacar a matriz constitucional que suporta todo o arcabouço legal sobre a energia elétrica no país. Senão vejamos.

O art. 21, inciso XII, letra “b” da Constituição da República Federativa do Brasil (CRFB)²², 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.

Vale registrar que, 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.

A ANEEL editou a Resolução Normativa ANEEL nº 876/2020 – que estabelece, entre outras regras, os requisitos e procedimentos necessários à outorga de autorização para exploração e alteração da capacidade instalada de usinas eólicas – e a Resolução Normativa nº 389/2009 – que estabelece os deveres, direitos e outras condições gerais aplicáveis às outorgas de autorizações. No entanto, ambas não fazem qualquer menção expressa às eventuais especificidades para a atividade de geração eólica marítima.

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

²² Constituição Federal: Art. 21. Compete à União: (...) XII - explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão: (...) b) os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água, em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos.

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, matéria que será analisada a seguir.

4.3.2. Definição de bens da União

Como dito anteriormente, enquanto as estruturas dos empreendimentos eólicos *onshore* são fixadas predominantemente em terrenos privados, 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 (CNUDM), internalizada pelo ordenamento jurídico brasileiro por meio do Decreto nº 99.165/1990:

“ARTIGO 56

Direitos, jurisdição e deveres do Estado costeiro na zona econômica exclusiva

1. Na zona econômica exclusiva, o Estado costeiro tem:

a) direitos de soberania para fins de exploração e aproveitamento, conservação e gestão dos recursos naturais, vivos ou não vivos das águas sobrejacentes ao leito do mar, do leito do mar e seu subsolo, e no que se refere a outras atividades com vista à exploração e aproveitamento da zona para fins econômicos, como a produção de energia a partir da água, das correntes e dos ventos”; (Grifamos).

A Lei nº 8.617/1993, que regulamenta os dispositivos constitucionais acima mencionados, traz os conceitos abaixo transcritos com base no que dispõe a CNUDM.

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 Figura 44 e Figura 45 a seguir têm como objetivo facilitar a visualização dos limites marítimos ora comentados.

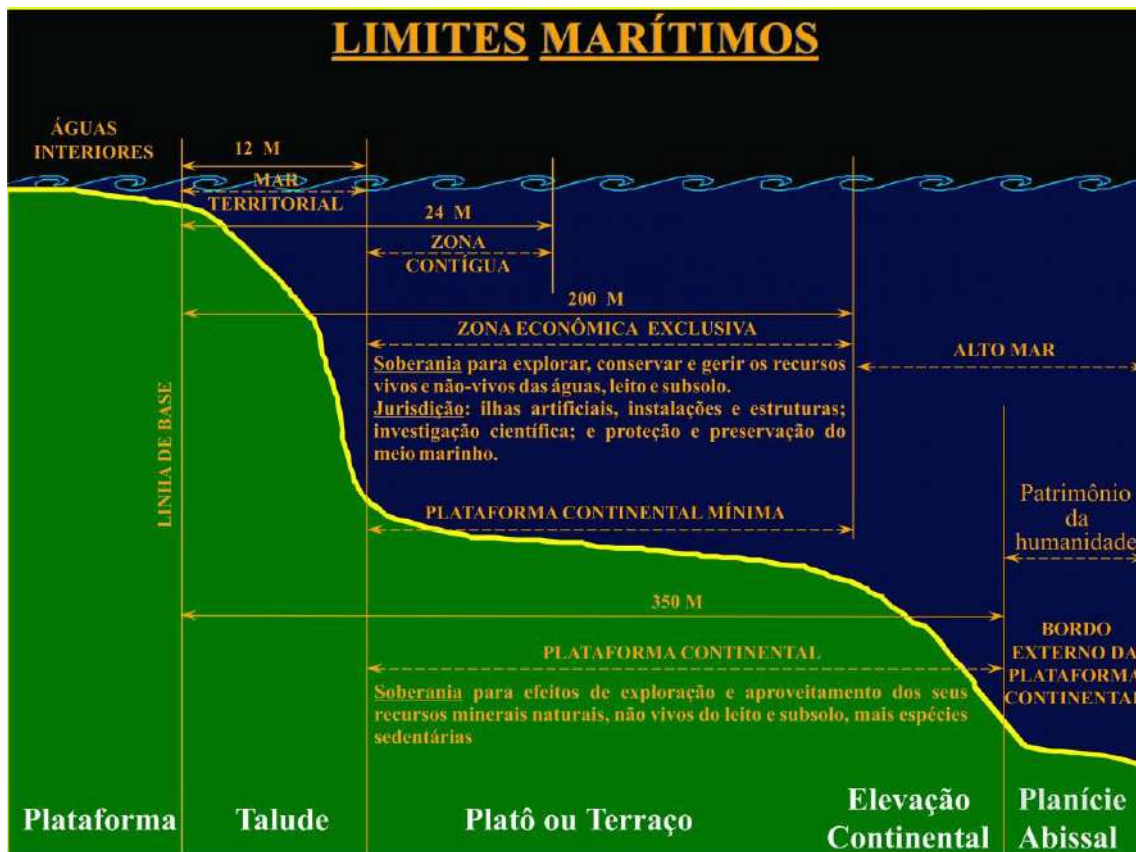


Figura 44 – Limites marítimos conforme definido na legislação²³.

²³ Disponível em: <https://www.marinha.mil.br/secirm/sites/www.marinha.mil.br/secirm/files/pictures/limitesmar.jpg>. Acesso em: 11 nov. 2019.

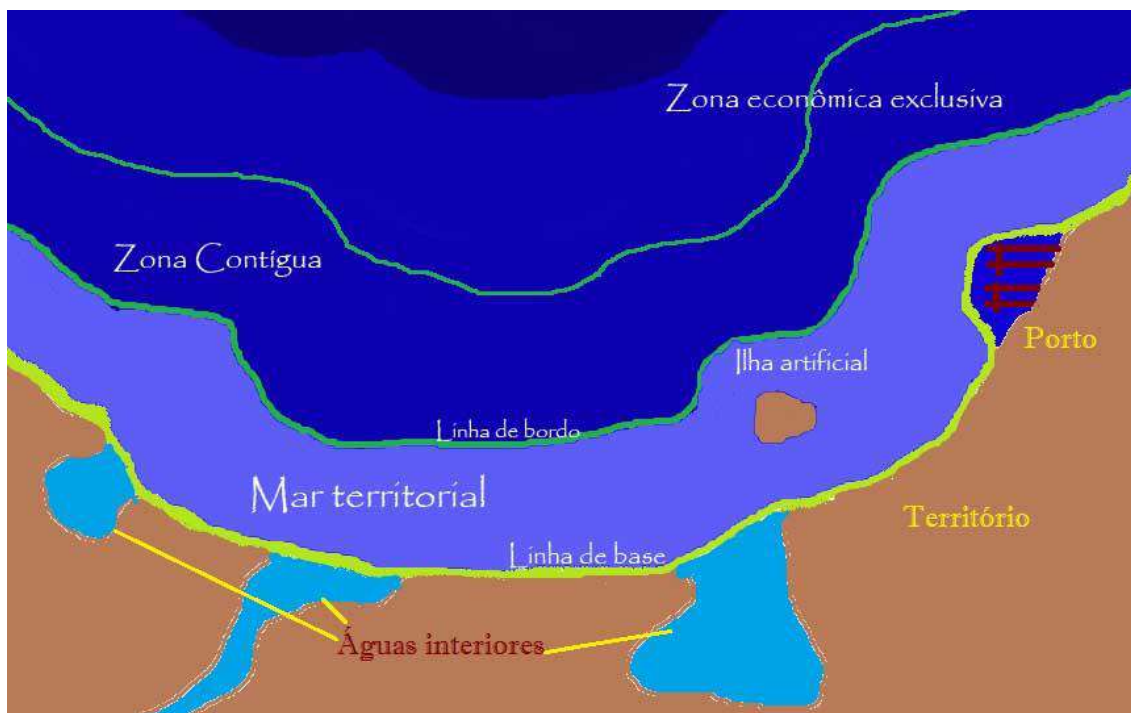


Figura 45 – Limites marítimos conforme definido na legislação²⁴.

Como não poderia deixar de ser, os bens da União estão submetidos ao regime de direito público, o que lhes confere certas especificidades. No que diz respeito ao tema ora examinado, releva estudar as implicações da incidência do regime de direito público sobre o uso das áreas onde se pretende a instalação dos parques eólicos *offshore*.

Os bens públicos podem ser utilizados pela pessoa jurídica de direito público a que pertencem ou também por particulares. Neste último caso, **o uso do bem público pode assumir 3 (três) formas**.

Na primeira delas, está situado o **uso comum**, quando o bem público é utilizado gratuitamente pelos membros da coletividade sem que haja discriminação entre os usuários. A utilização comum dos bens públicos se subdivide em ordinária/normal, na qual o uso do bem é compatível com a sua destinação usual, e extraordinária/anormal, quando o uso do bem depende do preenchimento de determinadas condições impostas pelo Poder Público ou é distinto da destinação usual do bem.

A segunda forma de uso dos bens públicos é o **uso especial**. Nele, a utilização dos bens é franqueada à Administração Pública ou a determinados particulares que preencham os requisitos previstos na legislação. Em outras palavras, tais bens destinam-se à execução dos serviços administrativos e serviços públicos em geral (por exemplo, prédios utilizados como hospital ou escola públicos).

²⁴ Disponível em: <http://www.aplop.org/sartigo/index.php?x=4729>. Acesso em: 19 mar. 2020.

Por fim, o **uso privativo** dos bens públicos ocorre nas hipóteses em que o Poder Público consente com a sua utilização por determinado particular com exclusividade, isto é, em detrimento dos demais possíveis interessados.

Nesse momento, destacamos que **a instalação e operação de parques eólicos *offshore* demandam o uso privativo do local escolhido, uma vez que qualquer outro empreendedor será necessariamente excluído.**

Neste contexto, cumpre mencionar os preceitos da Lei nº 9.636/98, que dispõe sobre a regularização, administração, aforamento e alienação de bens imóveis de domínio da União, e dá outras providências. O art. 1º da Lei nº 9.636/98 autoriza o Poder Executivo, por intermédio da Secretaria de Coordenação e Governança do Patrimônio da União da Secretaria Especial de Desestatização, Desinvestimento e Mercados do Ministério da Economia (SPU), a regularizar as ocupações dos bens imóveis da União e a celebrar contratos com a iniciativa privada, observados os procedimentos licitatórios previstos em lei.

Nos termos do art. 18 da Lei nº 9.636/1998, em se tratando de aproveitamento econômico de interesse nacional, poderão ser cedidos imóveis da União a pessoas físicas ou jurídicas. Dessa forma, caso a geração de energia elétrica venha a ser considerada como um aproveitamento econômico desta natureza, é possível vislumbrar a realização de cessão de uso de áreas marítimas para fins de implantação de parques eólicos *offshore*.

De acordo com o § 3º do mencionado art. 18, a cessão de uso será autorizada por ato do Presidente da República (admitida a subdelegação ao Ministro da Economia) e será formalizada por meio de termo ou contrato, do qual constarão expressamente as condições estabelecidas, entre as quais a finalidade da sua realização e o prazo para seu cumprimento, e tornar-se-á nula, independentemente de ato especial, se ao imóvel, no todo ou em parte, vier a ser dada aplicação diversa da prevista no ato autorizativo e consequente termo ou contrato.

O § 5º do art. 18 da Lei nº 9.636/98, por fim, determina que, na hipótese de destinação do imóvel da União à execução de empreendimento de fim lucrativo, a cessão será onerosa e, sempre que houver condições de competitividade, serão observados os procedimentos licitatórios previstos em lei.

Especialmente no que diz respeito à gestão da área correspondente ao mar territorial, a SPU detém a competência para tal, sendo certo que o art. 10, § 4º, da Instrução Normativa nº 2, de 27 de julho de 2018, é categórico ao excluir a gestão das áreas após o mar territorial da medida das atribuições daquele órgão.

Neste contexto, a Portaria SPU nº 404/2012 estabelece normas e procedimentos para a instrução de processos visando à cessão de espaços físicos em águas públicas e fixa parâmetros para o cálculo do preço público devido, a título de retribuição, à União.

O art. 2º da supramencionada Portaria, em consonância com o que dispõe o já citado art. 10, § 4º, da IN nº 2/2018, delimita o âmbito de incidência das suas normas às estruturas náuticas em espaço físico em águas públicas de domínio da União, tais como lagos, rios, correntes d'água e mar territorial, até o limite de 12 milhas marítimas a partir da costa.

De acordo com o item XXVI do Anexo à Portaria SPU nº 404/2012, considera-se empreendimento náutico a “edificação ou conjunto de edificações utilizadas como apoio à atracação, embarque, desembarque e trânsito de pessoas, cargas ou produtos e embarcações, com instalações de apoio ou facilidades vinculadas, inclusive em terra, tais como marina, garagem náutica, clube náutico, base de charter, entreposto, empreendimento aquícola e terminal pesqueiro”, conceito no qual, aparentemente, podem ser incluídos os empreendimentos eólicos *offshore*.

O art. 3º deste documento, por sua vez, classifica as estruturas náuticas em três categorias, quais sejam: de interesse público ou social; de interesse econômico ou particular; e de uso misto. De acordo com o § 2º deste dispositivo, as estruturas náuticas de interesse econômico ou particular, nelas compreendidas aquelas destinadas ao desenvolvimento de atividades econômicas comerciais, serão objeto de cessão de uso onerosa, respeitados os procedimentos licitatórios previstos na Lei nº 8.666/93.

Por fim, ressalte-se que o art. 10 da Portaria SPU nº 404/2012 traz o fluxo que deverá ser observado para a destinação de imóveis da União para estruturas náuticas que prevê, dentre outras etapas, a realização de análise da exigibilidade de licitação (inciso IV).

É também imprescindível, no caso em comento, registrar que nos espaços em que seja viável a implantação das eólicas offshore, devem ser considerados três marcos legais que regem as políticas relacionadas ao mar: (a) a Política Marítima Nacional (PMN), aprovada pelo Decreto nº 1.265, de 11 de outubro de 1994; (b) a Política Nacional de Gerenciamento Costeiro (PNGC), instituído pela Lei nº 7.661/1998 e regulamentado pelo Decreto nº 5.300/2004, e (c) a Política Nacional para os Recursos do Mar (PNRM), aprovada pelo Decreto nº 5.377 de 23 de fevereiro de 2005.

A Política Marítima Nacional (PMN), tem por “finalidade orientar o desenvolvimento das atividades marítimas do País, de forma integrada e harmônica, visando a utilização efetiva, racional e plena do mar e nossas hidrovias interiores, de acordo com os interesses nacionais”. De acordo com o item 9, alínea “a”, da PMN, cabe ao Ministério de Minas e Energia (MME) coordenar a intensificação da “pesquisa e o aproveitamento de fontes energéticas não convencionais ligadas ao mar”.

Por seu turno, segundo o art. 2º da Lei nº 7.661/1998, a Política Nacional de Gerenciamento Costeiro (PNGC), integrante do PMN e da Política Nacional do Meio Ambiente (PNMA) “visará especificamente a orientar a utilização racional dos recursos da Zona Costeira, de forma a contribuir para elevar a qualidade da vida da população, e a proteção do seu patrimônio natural, histórico, étnico e cultural”. De acordo com o art. 3º do Decreto nº 5.300/2004, a “zona costeira brasileira (...) corresponde ao espaço geográfico de interação do ar, do mar e da terra, incluindo seus recursos renováveis ou não, abrangendo uma faixa marítima e uma faixa terrestre”, constituindo aquela como a totalidade do mar territorial (inciso I).

Por fim, segundo os seus itens 2 e 3, a Política Nacional de Recurso do Mar (PNRM), tem por “finalidade orientar o desenvolvimento das atividades que visem à efetiva utilização, exploração e aproveitamento dos recursos vivos, minerais e energéticos do Mar Territorial, da Zona Econômica Exclusiva e da Plataforma Continental (...)”, nestes recursos energéticos incluídos aqueles advindos do “dos ventos, marés, ondas, correntes e gradientes de temperatura”.

Destaque-se que a implementação da PNRM é de responsabilidade da Comissão Interministerial dos Recursos do Mar (CIRM), composta por representantes de todos os ministérios e coordenada pelo Comandante da Marinha, conforme disposto no Decreto nº 9.858/2019. A Secretaria-Executiva da Comissão Interministerial para os Recursos do Mar será exercida pela Secretaria da Comissão Interministerial para os Recursos do Mar do Comando da Marinha do Ministério da Defesa.

Além disso, sobre o uso, destinação e proteção das águas marinhas, destacamos, dentre várias disposições legais, convenções e programas que precisam ser observados para o requerimento de qualquer utilização do espaço da costa brasileira, incluindo a implantação de parques eólicos *offshore*.

A Convenção sobre Zonas Úmidas de Importância Internacional, conhecida como Convenção de Ramsar, incorporada ao ordenamento jurídico brasileiro por meio do Decreto nº 1.905/1996, tem como objetivo central a promoção da conservação e do uso racional de áreas úmidas no mundo, especialmente como habitat de aves aquáticas.

A Convenção sobre Diversidade Biológica (CDB), que se apresenta como um tratado da Organização das Nações Unidas (ONU), incorporada por meio do Decreto nº 2.519/1998, é um dos mais importantes instrumentos internacionais relacionados ao meio ambiente, perseguindo a conservação de ecossistemas, inclusive o marinho.

O Programa Nacional para a Conservação da Linha de Costa (Procosta) é um programa permanente de planejamento e gestão da zona costeira com caráter territorial. Foi instituído pela Portaria nº 76, de 26 de março de 2018, tendo sido redigidos 4 (quatro) projetos lógicos e interdependentes: Alt-

Bat; Projeção da Linha de Costa e Identificação de Perigos; Riscos Costeiros e Estratégias de Adaptação; e Monitoramento e Gestão para Conservação da Linha de Costa.

Por fim, é importante registrar a incorporação da Convenção Sobre Prevenção da Poluição Marinha por Alijamento de Resíduos e Outras Matérias por meio do Decreto nº 87.566/1982.

Dessa forma, em conclusão, observa-se, de um lado, a existência de particularidades importantes no regramento já existente que podem ser aplicadas aos empreendimentos eólicos *offshore* e, de outro lado, identificam-se possíveis espaços para aperfeiçoamento das normas legais vigentes e para criação de regulação específica sobre a matéria.

Box 2 – PLS 484/2017: Iniciativa legislativa em curso

Encontra-se em tramitação no Congresso Nacional o Projeto de Lei de iniciativa do Senado Federal nº 484, de 2017. Ele tem por objetivo dispor sobre a sobre a ampliação das atribuições institucionais relacionadas à Política Energética Nacional com o objetivo de promover o desenvolvimento da geração de energia elétrica localizada no mar territorial e zona econômica exclusiva a partir de fonte eólica. Em linhas gerais, esse projeto procura: (i) incluir na Política Energética Nacional o aproveitamento econômico racional dos recursos energéticos do mar; (ii) conferir ao CNPE a definição dos espaços marítimos (referidos no projeto como “prismas eólicos”) destinados à implantação de empreendimentos vocacionados ao aproveitamento do potencial eólico *offshore*; (iii) especificar o regime de concessão, precedida de licitação, para a implantação de usinas eólicas localizadas no mar territorial ou zona econômica exclusiva destinadas à execução de serviço público ou a uso exclusivo do autoprodutor e a produção independente de energia, caso estas tenham potência superior a 5.000 kW; (iv) estipular regime de autorização caso as usinas destinadas a uso exclusivo do autoprodutor e a produção independente de energia tenham potência inferior a 5.000 kW; (v) do edital de licitação e do julgamento do certame; e (vi) do pagamento participações governamentais obrigatórias.

Ainda de acordo com o projeto de lei, os estudos de inventário do potencial e de recursos energéticos do mar territorial e da ZEE ficariam a cargo da EPE, bem como a obtenção de licença prévia ambiental necessária às licitações envolvendo empreendimentos, selecionados pela EPE, de geração de energia elétrica, a partir de fonte eólica e de suas instalações de transmissão de energia elétrica de uso exclusivo.

4.4. Aspectos Legais Referentes ao Licenciamento Ambiental de Parques Eólicos *Offshore*

Seguimos o estudo com breve análise dos aspectos legais diretamente vinculados ao licenciamento ambiental dos projetos eólicos *offshore*, com especial ênfase nos órgãos que deverão ser envolvidos nessa empreitada.

4.4.1. Arcabouço legal

A Lei nº 6.938/1981 instituiu o Conselho Nacional do Meio Ambiente (Conama), órgão consultivo e deliberativo do Sistema Nacional do Meio Ambiente (SISNAMA).

Em 1986, o Conama criou o denominado Estudo de Impacto Ambiental (EIA), que se caracteriza como um dos mais importantes instrumentos utilizados na busca da compatibilização entre o desenvolvimento econômico sustentável e a proteção ao meio ambiente.

Concomitantemente ao EIA, foram estabelecidos parâmetros para a elaboração do Relatório de Impacto Ambiental – RIMA, que tem por objetivo apresentar à população, de forma inteligível, as informações técnicas contidas no EIA.

No desenvolvimento do Direito Ambiental no país, surge ainda como importante referência a criação, no ano de 1989 pela Lei nº 7.735, do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente (IBAMA), “responsável pela elaboração e execução da política nacional do meio ambiente, preservando os recursos naturais e fiscalizando o uso racional destes, impondo sanções administrativas e dando efetividade às normas de proteção ambiental, inclusive as de caráter penal”²⁵.

No ano de 1988 é promulgado o grande divisor de águas na legislação brasileira: a Constituição Federal, que, se de um lado assegura a livre iniciativa, de outro apresenta como um de seus eixos principais o desenvolvimento sustentável²⁶.

Dedicando um capítulo específico ao meio ambiente, de acordo com os termos de seu artigo 225²⁷, a Constituição Federal impõe ao Poder Público e à coletividade o dever de defender e preservar o meio ambiente para as gerações presentes e futuras.

No que diz respeito à utilização de espaço público, especialmente em relação à implantação de parques eólicos no mar, registramos a necessidade de proteção, como visto na seção anterior, da biodiversidade, por meio i) da preservação e restauração dos processos ecológicos essenciais e

²⁵ OLIVEIRA, Bruno Bastos de; FEITOSA, Maria Luiza Alencar Mayer. *Regulação Ambiental e Responsabilidade Socioambiental no Setor Empresarial Privado. Programa de Pós-Graduação em Ciências Jurídicas – UFP. PPGCJ, v. 14, n. 26, 2015.*

²⁶ Artigo 225, combinado com o artigo 170, inciso IV, da CF/88.

²⁷ Artigo 225, caput: “todos têm direito ao meio ambiente ecologicamente equilibrado, bem de uso comum do povo e essencial à sadia qualidade de vida, impondo-se ao Poder Público e a coletividade o dever de defendê-lo e preservá-lo para as presentes e futuras gerações”. Referências diretas ou indiretas sobre o Meio Ambiente: art. 5º, incisos XXIII e LXXIII; 20, incisos II, III, IV, V, VI, VII, IX, X, XI e §§ 1º e 2º; 21, incisos XIX, XX, XXIII, alíneas a, b e c, XXV; 22, incisos IV, XII, XXVI; 23, incisos I, III, IV, VI, VII, VIII, IX, XI; 24, incisos VI, VII, VII; 43, § 2º, IV, e § 3º; 49, incisos XIV, XVI; 91, §1º, inciso III; 129, inciso III; 170, III e VI; 174, §§ 3º e 4º; 176 e §§; 182 e §§; 186; 200, incisos VII, VIII; 216, inciso V e §§ 1º e 4º; 225; 231; e, no Ato das Disposições Constitucionais Transitórias, os artigos 42, 43, 44 e §§.

manejo ecológico das espécies e ecossistema e, ii) da preservação da diversidade e integridade do patrimônio genético do País (art. 225, incisos I e II da CRFB).

Em 20 de maio de 2015, foi editada a Lei nº 13.123²⁸, que, dentre outras disposições, regulamenta o acesso ao patrimônio genético do País (inciso I), considerado como a informação de origem genética de espécies vegetais, animais, microbianas ou espécies de outra natureza²⁹; o conhecimento tradicional associado ao patrimônio genético (inciso II); o acesso à tecnologia e à transferência de tecnologia para conservação e utilização da diversidade biológica (inciso III); a exploração econômica de produto acabado ou material reprodutivo oriundo de acesso ao patrimônio genético ou ao conhecimento tradicional associado (inciso IV); e a repartição justa e equitativa dos benefícios derivados da exploração econômica de produto acabado ou material reprodutivo oriundo de acesso ao patrimônio genético ou ao conhecimento tradicional associado (inciso V).

No plano infralegal, vale mencionar os seguintes normativos que podem gerar impactos no licenciamento de empreendimentos *offshore*:

- Resolução Conama nº 237/1997, cujo art. 4º expõe a competência do IBAMA para o licenciamento com significativo impacto ambiental no mar territorial, na plataforma continental e na ZEE;
- Resolução Conama nº 279/2001, que institui o licenciamento ambiental simplificado;
- Decreto nº 4.339/2002³⁰, por meio da qual é regulamentada a Política Nacional de Biodiversidade;
- Resolução Conama nº 462/2014, que trata especificamente da fonte eólica em superfície terrestre; e
- Portaria Interministerial nº 60/2015, a qual estabelece procedimentos administrativos que disciplinam a atuação dos órgãos e entidades da administração pública federal em processos de licenciamento ambiental de competência do Ibama.

²⁸ Lei 13.123, de 20 de maio de 2015. Regulamenta o inciso II do § 1º e o § 4º do art. 225 da Constituição Federal, o Artigo 1, a alínea j do Artigo 8, a alínea c do Artigo 10, o Artigo 15 e os §§ 3º e 4º do Artigo 16 da Convenção sobre Diversidade Biológica, promulgada pelo Decreto no 2.519, de 16 de março de 1998; dispõe sobre o acesso ao patrimônio genético, sobre a proteção e o acesso ao conhecimento tradicional associado e sobre a repartição de benefícios para conservação e uso sustentável da biodiversidade; revoga a Medida Provisória no 2.186-16, de 23 de agosto de 2001; e dá outras providências.

²⁹ “Incluindo substâncias oriundas do metabolismo destes seres vivos.” Art. 2º, inciso I.

³⁰ Na oportunidade da edição da norma, foram suscitados alguns questionamentos acerca de sua adequação como instrumento normativo para regulamentar ou instituir a Política Nacional de Biodiversidade. MILARÉ, Édis. *Direito do Ambiente – 8.ed. rev., atual. e ampl. – São Paulo: Editora Revista dos Tribunais, 2013. p. 1023.*

4.4.2. Quadro institucional

Para dar concretude aos princípios e diretrizes instituídos pela Política Nacional do Meio Ambiente (PNMA), estabeleceu-se uma rede institucional, que se estende do nível federal ao municipal, a fim de compor o chamado Sistema Nacional do Meio Ambiente (SISNAMA) (Tabela 21).

Ressalte-se que o SISNAMA tem por finalidade “estabelecer um conjunto articulado de órgãos, entidades, regras e práticas responsáveis pela proteção e pela melhoria da qualidade ambiental³¹”, sistema este estruturado nos termos do artigo 6º, da Lei nº 6.938/1981.

Tabela 21 – Instituições que compõem a estrutura do SISNAMA.

Estrutura SISNAMA	Órgão	Atribuições
Órgão Superior	Conselho de Governo	Assessorar o Presidente da República na formulação da política nacional e nas diretrizes governamentais para o meio ambiente e os recursos ambientais
Órgão Consultivo e Deliberativo	CONAMA	Assessorar, estudar e propor ao Conselho de Governo, diretrizes de políticas governamentais para o meio ambiente e os recursos naturais e deliberar, no âmbito de sua competência, sobre normas e padrões compatíveis com o meio ambiente ecologicamente equilibrado e essencial à sadia qualidade de vida
Órgão Central	Secretaria do Meio Ambiente da Presidência da República	Planejar, coordenar, supervisionar e controlar, como órgão federal, a política nacional e as diretrizes governamentais fixadas para o meio ambiente
Órgão Executor	IBAMA e ICMBio	Executar e fazer executar a política e as diretrizes governamentais fixadas para o meio ambiente, de acordo com as respectivas competências
Órgãos Seccionais	Órgãos ou entidades estaduais	Responsáveis pela execução de programas, projetos e pelo controle e fiscalização de atividades capazes de provocar a degradação ambiental
Órgãos Locais	Órgãos ou entidades municipais	Responsáveis pelo controle e fiscalização dessas atividades, nas suas respectivas jurisdições

No caso de instalação de eólicas *offshore*, há que se destacar a preocupação com os múltiplos usos do espaço oceânico: pesca (artesanal e comercial), navegação, recreação, extração de areia e cascalho, turismo, atividades militares, guarda costeira e extração de petróleo e gás.

Justamente em razão da diversidade de usos das águas marinhas, listamos ainda na Tabela 22 os seguintes entes governamentais, cujo envolvimento entendemos importante se consideradas as atividades no mar, alguns dos quais, registre-se, não se manifestam, por ausência de competência, na implantação de eólicas *onshore*.

³¹ Brasil. Lei Federal nº 6.938/81. Fonte: <http://www.mma.gov.br/destaques/item/7763-sistema-nacional-do-meio-ambiente>.

Tabela 22 – Lista exemplificativa dos entes governamentais relevantes para o processo de licenciamento ambiental dos parques eólicos de exploração de potencial eólico *offshore*.

Instituição / Órgão	Sigla
Ministério de Minas e Energia	MME
Agência Nacional de Energia Elétrica	ANEEL
Operador Nacional do Sistema Elétrico	ONS
Ministério do Meio Ambiente	MMA
Conselho Nacional do Meio Ambiente	CONAMA
Instituto Chico Mendes de Conservação e Biodiversidade	ICMBio
Fundação Nacional do Índio	FUNAI
Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional	IPHAN
Fundação Cultural Palmares	FCP
Agência Nacional de Aviação Civil	ANAC
Comando da Aeronáutica	COMAER
Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis	IBAMA
Secretaria de Patrimônio da União	SPU/ME
Agência Nacional de Transportes Aquaviários	ANTAQ
Marinha do Brasil	MB
Secretaria Especial de Aquicultura e Pesca	SEAP/PR
Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis	ANP

5. Aspectos Ambientais

5.1. Introdução

Conforme visto nos capítulos anteriores, a energia eólica *offshore* tem sido considerada por muitos países como uma alternativa tecnológica e economicamente viável para o alcance das metas nacionais de descarbonização da matriz energética e, por conta disso, essa fonte tem ganhado cada vez mais destaque no cenário internacional. Mesmo sendo uma fonte de energia limpa e renovável, impactos ambientais causados por projetos eólicos *offshore* têm sido relatados em diferentes localidades do mundo. Por esse motivo, os riscos ambientais evitáveis e/ou mitigáveis relacionados à essa fonte devem ser identificados e mapeados desde o início do planejamento até a fase de operação desses empreendimentos como forma de agregar transparência e previsibilidade à gestão ambiental desses projetos. O Brasil, apesar de ainda não possuir nenhum parque eólico *offshore* instalado, já registra alguns projetos dessa tipologia em fase inicial do processo de licenciamento ambiental no órgão ambiental competente.

As discussões apresentadas neste capítulo têm o objetivo de analisar as principais questões ambientais associadas às fases de planejamento, instalação, operação e descomissionamento de projetos eólicos *offshore* à luz do arcabouço normativo ambiental brasileiro, visando a:

- orientar a adoção de estratégias para evitar, reduzir e mitigar os impactos ambientais causados por estes projetos em suas diferentes fases;
- identificar os principais desafios e oportunidades de melhorias para o licenciamento ambiental dessa tipologia no contexto brasileiro; e
- propor ações e recomendações voltadas para a temática ambiental para o desenvolvimento da fonte no Brasil.

5.2. 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 efetiva 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 empreendimento³² (Figura 46).

³² Para mais detalhes, consultar a Resolução Conama nº 237/1997.



Figura 46 – Principais tipos de licenças ambientais emitidas no Brasil.

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.

As subseções seguintes reúnem informações básicas especialmente para a fase de licenciamento ambiental prévio de projetos eólicos *offshore*, tomando como referencial para as análises a forma como o Ibama tem conduzido os processos de licenciamento em curso até o momento.

5.2.1. Considerações sobre a etapa de licenciamento ambiental prévio na esfera federal

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. Vistorias técnicas feitas por representantes do órgão ambiental licenciador ao local onde se pretende instalar o empreendimento também são realizadas para auxiliar na delimitação do escopo dos estudos ambientais relacionados ao projeto eólico *offshore*.

Box 3 – O uso da Resolução Conama 462/2014 para o licenciamento ambiental de parques eólicos *offshore* é válido?

Os critérios para enquadramento do empreendimento quanto ao impacto ambiental estabelecidos pela Resolução Conama 462/2014 são específicos para projetos eólicos localizados em superfície terrestre, tendo suas orientações amparadas nos fatores ambientais tipicamente impactados por esses projetos no contexto dos ecossistemas terrestres.

Considerando que tanto a instalação como a operação de parques eólicos *offshore* possuem características próprias, com aspectos ambientais peculiares que podem afetar de variadas formas os ecossistemas marinhos, entende-se que a adoção irrestrita dos critérios trazidos pela Resolução Conama 462/2014 para o licenciamento ambiental de empreendimentos dessa tipologia não deve ser estimulada, principalmente pelo potencial de incorporar insegurança jurídica ao processo de licenciamento ambiental desses empreendimentos.

Por outro lado, futuramente o licenciamento ambiental de projetos eólicos *offshore* no Brasil poderá ser beneficiado com a edição de uma normativa específica para essa tipologia, trazendo com ela a previsibilidade esperada tanto pelo órgão ambiental como pelos empreendedores interessados em relação aos critérios que devem ser considerados para a definição de qual procedimento de licenciamento ambiental deve ser adotado em cada caso.

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. Estas especificidades devem justificar estudos que tragam respostas sobre o tratamento de impactos em áreas ambientalmente sensíveis, proximidade com áreas protegidas ou comunidades tradicionais, por exemplo, e ainda respostas aos desafios técnicos e econômicos para a viabilidade do projeto.

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). A manifestação dessas instituições no processo de licenciamento ambiental é coordenada pelo Ibama e serve de base para que os empreendedores sejam orientados a realizar estudos específicos, quando pertinentes, para avaliar a incidência de impactos do projeto eólico *offshore* e de suas estruturas associadas sobre (i) povos e comunidades indígenas, (ii) comunidades quilombolas, (iii) patrimônio e bens culturais de interesse material e imaterial, e (iv) incidência de casos de malária na área onde se pretende instalar o empreendimento.

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. Por meio dessa certidão os municípios interceptados pelo projeto, ao declararem conformidade com a legislação municipal aplicável ao uso e ocupação do solo, atestam a anuência da administração pública municipal em relação ao local pretendido e o tipo de empreendimento que está sendo objeto do licenciamento ambiental. Por restar disciplinado pela Resolução Conama nº 237/1997, esse procedimento é vinculante ao processo de licenciamento ambiental. Dessa forma, atualmente a apresentação das certidões de uso do solo pelo empreendedor interessado ao órgão licenciador é obrigatória para a obtenção da Licença Prévia.

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). Independentemente do caso, a publicidade dos estudos ambientais deve ocorrer após a apresentação do EIA/Rima ou RAS ao órgão ambiental licenciador e antes da solicitação da Licença Prévia pelo empreendedor.

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.

5.2.2. Projetos eólicos *offshore* em licenciamento no Brasil

Atualmente, seis projetos eólicos *offshore* estão com processo de licenciamento ambiental em curso no Brasil, todos ainda na fase de licenciamento prévio (Tabela 23). Destaca-se que até o momento apenas um empreendimento, por conta de suas características técnicas, está sendo licenciado por meio de procedimento simplificado.

Tabela 23 – Características técnicas dos empreendimentos eólicos *offshore* com licenciamento ambiental em andamento no Brasil (atualizado até Janeiro/2020).

Empreendimento	Potência total	Características técnicas do projeto ¹	UF	Início do licenciamento ambiental	Tipo de estudo ambiental
Parque Eólico <i>Offshore</i> Caucaia Parazinho - Iparana	310 MW	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 1 parque eólico <i>offshore</i> (288 MW) formado por 48 aerogeradores de 6 MW de potência unitária ▪ Trecho <i>semioffshore</i> adicional (22 MW) formado por 11 aerogeradores de 2 MW de potência unitária, cada um associado a cada um dos 11 espigões que serão construídos na linha de costa para contenção da erosão causada pelo mar ▪ Área do parque eólico <i>offshore</i> = 6.700 ha ▪ Canteiro de obras = área no litoral do município de Caucaia ▪ 1 subestação marítima coletora ▪ Extensão da LT submarina (230 kV) = 4,5 km ▪ 1 pátio de transição mar-terra para os cabos ▪ Conexão na SE Cauípe ▪ Extensão da LT aérea (230 kV) = 25,52 km (alternativa 1) ou 19,89 km (alternativa 2) 	Ceará	2016	EIA/Rima
Complexo Eólico Marítimo Asa Branca I	400 MW	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 10 parques eólicos (40 MW cada) ▪ 50 aerogeradores ▪ Potência unitária = 8 MW ▪ Área do complexo eólico = 7.224,33 ha ▪ Canteiro de obras = retroárea do Porto de Pecém/CE ▪ Instalação de uma Base de Operações e Manutenção local às margens do rio Aracati-Açu ▪ 1 subestação marítima coletora ▪ Extensão da LT submarina (230 kV) = 6,54 km ▪ 1 pátio de transição mar-terra para os cabos ▪ Conexão na SE Pecém II ▪ Extensão da LT aérea (230 kV) = 116,68 km 	Ceará	2017 ²	EIA/Rima
Planta Piloto de Geração Eólica <i>Offshore</i> ³	5 MW	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 1 aerogerador ▪ Potência unitária = 5 MW ▪ Conexão via cabos submarinos até uma plataforma de exploração de petróleo (Ubarana 3) ▪ Extensão do cabo submarino (34,5 kV) = 1 km 	Rio Grande do Norte	2018	RAS

Empreendimento	Potência total	Características técnicas do projeto ¹	UF	Início do licenciamento ambiental	Tipo de estudo ambiental
		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Instalação de 1 torre anemométrica a 350 m do aerogerador 			
Complexo Eólico Marítimo Jangada	3 GW	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 4 parques eólicos (750 MW cada) ▪ 200 aerogeradores ▪ Potência unitária = 15 MW ▪ Área do complexo eólico = 95.800 ha + 4.980 ha (para os cabos submarinos) ▪ Canteiro de obras = local não informado ▪ 4 subestações (1 para cada parque) ▪ Extensão da LT submarina (220 kV) = variando entre 38,02 km e 51,62 km, conforme o parque eólico ▪ 1 pátio de transição mar-terra para os cabos ▪ 1 subestação elevadora <i>onshore</i>, distante 2 km do pátio de transição ▪ Conexão na SE Pecém II ▪ Extensão da LT aérea (500 kV) = 91,4 km 	Ceará	2019	EIA/Rima
Complexo Eólico Maravilha	3 GW	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 4 parques eólicos (750 MW cada) ▪ 200 aerogeradores ▪ Potência unitária = 15 MW ▪ Área do complexo eólico = 77.096 ha + 5.800 ha (para os cabos submarinos) ▪ Canteiro de obras = local não informado ▪ 4 subestações (1 para cada parque) ▪ Extensão da LT submarina (220 kV) = variando entre 49,93 km e 67,13 km, conforme o parque eólico ▪ 1 pátio de transição mar-terra para os cabos ▪ 1 subestação elevadora <i>onshore</i>, distante 2 km do pátio de transição ▪ Conexão na SE Campos II ▪ Extensão da LT aérea (500 kV) = 40,05 km 	Rio de Janeiro	2019	EIA/Rima
Complexo Eólico Marítimo Águas Claras	3 GW	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 4 parques eólicos (750 MW cada) ▪ 200 aerogeradores ▪ Potência unitária = 15 MW 	Rio Grande do Sul	2019	EIA/Rima

Empreendimento	Potência total	Características técnicas do projeto ¹	UF	Início do licenciamento ambiental	Tipo de estudo ambiental
		<ul style="list-style-type: none"> ▪ Área do complexo eólico = 84.220 ha + 4.560 ha (para os cabos submarinos) ▪ Canteiro de obras = local não informado ▪ 4 subestações (1 para cada parque) ▪ Extensão da LT submarina (220 kV) = variando entre 13,85 km e 39,96 km, conforme o parque eólico ▪ 1 pátio de transição mar-terra para os cabos ▪ 1 subestação elevadora <i>onshore</i>, distante 2 km do pátio de transição ▪ Conexão na SE Capivari do Sul ▪ Extensão da LT aérea (500 kV) = 58,9 km 			

¹ As informações referentes às características técnicas dos projetos foram obtidas a partir da Ficha de Caracterização da Atividade (FCA) de cada empreendimento (disponíveis para consulta em: https://servicos.ibama.gov.br/licenciamento/consulta_empreendimentos.php), estando sujeitas a alterações de ordem técnica no decorrer do processo de licenciamento ambiental.

² O empreendedor solicitou abertura do licenciamento ambiental do Complexo Eólico Marítimo Asa Branca I no Ibama em 2004, mas o processo acabou sendo arquivado por falta de movimentação. Um novo processo de licenciamento junto ao órgão ambiental foi iniciado pelo mesmo empreendedor em 2017.

³ Solicitação de arquivamento do processo de licenciamento ambiental pelo empreendedor foi formalizada em dezembro/2019.

Os TRs emitidos para elaboração dos estudos ambientais também trazem orientações específicas para a avaliação de impactos desses projetos, evidenciando quais são os temas de maior relevância a serem considerados quando da análise de viabilidade do empreendimento. Além de possibilitar a adequada avaliação dos impactos ambientais causados pelo projeto eólico *offshore* e por suas estruturas associadas e o adequado dimensionamento das medidas de mitigação cabíveis para cada impacto gerado, o nível de detalhamento solicitado nos estudos tem como um de seus efeitos práticos a delimitação dos custos de contratação dos estudos ambientais para o empreendedor interessado, bem como o tempo necessário para a sua realização.

Dos projetos listados anteriormente, três já tiveram TR definitivo emitido pelo Ibama com orientações para a elaboração do estudo de impacto ambiental³³. Quando comparados com o TR emitido para elaboração de RAS, observa-se que os TRs voltados para elaboração de EIA/Rima solicitaram detalhamentos maiores tanto sobre as características técnicas do empreendimento, em sua totalidade, como sobre os temas a serem estudados (Tabela 24).

Tabela 24 – Escopo mínimo¹ dos TRs emitidos pelo Ibama para orientar os estudos ambientais no âmbito do licenciamento prévio de projetos eólicos *offshore* no Brasil.

EIA/Rima	RAS
Identificação do empreendedor e empresa consultora <ul style="list-style-type: none"> • Identificações do empreendimento e do empreendedor • Identificação da empresa consultora • Dados da equipe técnica multidisciplinar 	Identificação do empreendedor
Dados do empreendimento <ul style="list-style-type: none"> • Histórico do empreendimento⁽⁺⁾ • Objetivos e justificativo do empreendimento⁽⁺⁾ • Localização geográfica⁽⁺⁺⁾ • Interferências em áreas de interesse ambiental e comunidades tradicionais <ul style="list-style-type: none"> ✓ Interferências ambientais⁽⁺⁾ ✓ Interferências em comunidades e territórios tradicionais⁽⁺⁾ • Caracterização do empreendimento <ul style="list-style-type: none"> ✓ Estudos básicos que nortearam o empreendimento⁽⁺⁾ ✓ Características gerais relacionados à usina eólica marítima⁽⁺⁺⁺⁾ ✓ Características gerais relacionadas à linha de transmissão aérea⁽⁺⁺⁺⁾ ✓ Caracterização dos poluentes gerados⁽⁺⁺⁺⁾ ✓ Cronograma do projeto⁽⁺⁾ 	Dados do empreendimento <ul style="list-style-type: none"> • Caracterização do empreendimento <ul style="list-style-type: none"> ✓ Apresentação⁽⁺⁾ ✓ Histórico⁽⁺⁾ ✓ Justificativa⁽⁺⁾ ✓ Infraestrutura de apoio⁽⁺⁾ • Descrição do empreendimento <ul style="list-style-type: none"> ✓ Análise das alternativas⁽⁺⁾ ✓ Implantação, operação, manutenção e desativação⁽⁺⁺⁺⁾

³³ As análises aqui apresentadas referem-se aos Termos de Referência emitidos para os projetos Parque Eólico Offshore Caucaia Parazinho – Iparana, Complexo Eólico Marítimo Asa Branca I e Planta Piloto de Geração Eólica Offshore, todos já em estágio avançado na etapa de licenciamento ambiental prévio. Os demais empreendimentos ainda estão em processo de definição do escopo mínimo dos estudos ambientais e, por isso, não foram considerados nas análises. Sobre esse tema, convém ressaltar que o Ibama lançou Consulta Pública recentemente com o intuito de receber contribuições (até 09 de abril de 2020) para a consolidação de um Termo de Referência modelo voltado para o licenciamento ambiental de complexos eólicos offshore. Maiores informações estão disponíveis em: <https://www.ibama.gov.br/consultas-publicas/2105-ibama-realiza-consulta-publica-sobre-termo-de-referencia-para-elaboracao-de-estudos-de-impacto-ambiental-de-complexos-eolicos-marinhos>.

EIA/Rima	RAS
<ul style="list-style-type: none"> ✓ Inserção regional⁽⁺⁾ • Órgão financiador e valor da atividade⁽⁺⁾ 	
Alternativas tecnológicas e locacionais ⁽⁺⁺⁾	<i>Solicitado no subitem “Descrição do empreendimento”</i>
<p>Área de influência do empreendimento⁽⁺⁺⁺⁾</p> <ul style="list-style-type: none"> • Área Diretamente Afetada (ADA) • Área de Influência Direta (AID) • Área de Influência Indireta (AI) 	<p>Definição das áreas de estudo⁽⁺⁺⁾</p> <ul style="list-style-type: none"> • Área Diretamente Afetada (ADA) • Áreas de Estudo (para cada meio)
<p>Diagnóstico ambiental</p> <ul style="list-style-type: none"> • Meio Físico <ul style="list-style-type: none"> ✓ Metodologia aplicada⁽⁺⁾ ✓ Clima e condições meteorológicas⁽⁺⁾ ✓ Qualidade do ar⁽⁺⁾ ✓ Geologia e geotécnica⁽⁺⁾ ✓ Geomorfologia⁽⁺⁾ ✓ Pedologia⁽⁺⁾ ✓ Recursos hídricos⁽⁺⁺⁾ ✓ Cavidades⁽⁺⁾ ✓ Sismicidade⁽⁺⁾ ✓ Recursos minerais⁽⁺⁾ ✓ Qualidade das águas superficiais continentais⁽⁺⁾ ✓ Oceanografia e dinâmica costeira⁽⁺⁺⁺⁾ ✓ Níveis de ruído⁽⁺⁾ • Meio Biótico <ul style="list-style-type: none"> ✓ Metodologia aplicada⁽⁺⁺⁾ ✓ Biota terrestre⁽⁺⁺⁺⁾ ✓ Biota aquática⁽⁺⁺⁺⁾ ✓ Bioindicadores⁽⁺⁾ ✓ Unidades de conservação⁽⁺⁾ ✓ Áreas Prioritárias para Conservação⁽⁺⁾ ✓ Síntese⁽⁺⁾ • Meio Socioeconômico <ul style="list-style-type: none"> ✓ Metodologia aplicada⁽⁺⁾ ✓ Caracterização populacional⁽⁺⁾ ✓ Uso e ocupação do solo⁽⁺⁺⁺⁾ ✓ Estrutura produtiva e de serviços⁽⁺⁺⁺⁾ ✓ Caracterização das condições de saúde e doenças endêmicas⁽⁺⁾ ✓ Caracterização dos territórios de comunidades tradicionais e quilombolas e terras indígenas (se for o caso)⁽⁺⁾ ✓ Desapropriação, indenização e reassentamento de populações⁽⁺⁾ ✓ Lazer e turismo⁽⁺⁾ ✓ Patrimônio histórico, cultural e arqueológico⁽⁺⁾ 	<p>Diagnóstico ambiental</p> <ul style="list-style-type: none"> • Legislação ambiental⁽⁺⁾ • Planos e programas governamentais⁽⁺⁾ • Meio Físico <ul style="list-style-type: none"> ✓ Meteorologia e climatologia⁽⁺⁾ ✓ Oceanografia⁽⁺⁾ ✓ Geologia⁽⁺⁾ ✓ Geomorfologia⁽⁺⁾ ✓ Qualidade da água marinha⁽⁺⁾ ✓ Ruídos⁽⁺⁾ • Meio Biótico <ul style="list-style-type: none"> ✓ Caracterização dos ecossistemas aquáticos⁽⁺⁾ ✓ Identificação das espécies que ocorrem na área de estudo⁽⁺⁾ ✓ Identificação e caracterização da avifauna da área de estudo (inclusive aquelas que fazem rotas de migração na área)⁽⁺⁾ • Meio Socioeconômico <ul style="list-style-type: none"> ✓ Proposição de área de exclusão de pesca⁽⁺⁾ ✓ Descrição das atividades econômicas desenvolvidas na área de exclusão⁽⁺⁾ ✓ Caracterização das comunidades pesqueiras diretamente afetadas⁽⁺⁾ ✓ Quantificação da geração de empregos previstos⁽⁺⁾ ✓ Caracterização das áreas utilizadas para turismo, lazer e esportes aquáticos⁽⁺⁾
Análise integrada ⁽⁺⁺⁾	Análise integrada e síntese da qualidade ambiental ⁽⁺⁾
Identificação e avaliação de impacto ambiental ⁽⁺⁺⁺⁾	Identificação e avaliação de riscos e impactos ambientais ⁽⁺⁺⁾
<p>Análise e gerenciamento de riscos ambientais</p> <ul style="list-style-type: none"> • Descrição das atividades⁽⁺⁾ • Análise histórica de acidentes ambientais⁽⁺⁾ • Identificação de eventos perigosos⁽⁺⁺⁾ • Gerenciamento de riscos ambientais⁽⁺⁺⁺⁾ 	<i>Solicitado no item “Identificação e avaliação de riscos e impactos ambientais”</i>
Plano de Emergência Individual ⁽⁺⁾	<i>Não solicitado</i>
Prognóstico ambiental ⁽⁺⁺⁾	<i>Solicitado no item “Identificação e avaliação de riscos e impactos ambientais”</i>
<p>Medidas mitigadoras e compensatórias e programas ambientais</p> <ul style="list-style-type: none"> • Medidas compensatórias e mitigadoras⁽⁺⁺⁺⁾ • Programas de controle e monitoramento⁽⁺⁺⁺⁾ • Compensação ambiental⁽⁺⁾ 	Medidas mitigadoras, compensatórias, programas de controle, monitoramento e gerenciamento de riscos e acidentes ⁽⁺⁺⁾

EIA/Rima	RAS
Conclusões	Conclusões
Bibliografia	Bibliografia
<i>Não solicitado</i>	Glossário
<i>Não solicitado</i>	Anexos
<i>Solicitado no item "Identificação do empreendedor e empresa consultora"</i>	Equipe técnica

¹ Nível de detalhamento solicitado para cada item/subitem, quando pertinente: (+) de 1 a 5 tópicos; (++) de 6 a 10 tópicos; e (+++) mais de 10 tópicos.

Independentemente do tipo de estudo a ser realizado, os TRs emitidos deixam explícita a possibilidade de utilização de dados secundários (resultados de outros EIA/Rima realizados na área de estudo, teses, dissertações e artigos científicos) para a elaboração do capítulo de Diagnóstico Ambiental, seguindo o que dispõe a Portaria Interministerial nº 60/2015. Entretanto, caso estes dados não estejam disponíveis para a área de estudo, o empreendedor interessado precisa realizar a obtenção de dados primários em campo. Nesse cenário, convém ressaltar que a coleta de dados primários relativa aos componentes do meio biótico demanda a autorização prévia do Ibama, que é feita por meio da emissão da Autorização de Captura, Coleta e Transporte de Material Biológico (Abio). Atualmente, os procedimentos relacionados a referida autorização estão regulamentados pela Instrução Normativa Ibama nº 08/2017 e devem ser observados de forma criteriosa pelo empreendedor interessado.

Conforme já mencionado, o Ibama realiza o licenciamento ambiental de qualquer fonte de geração de energia conjuntamente com os seus sistemas associados, como é o caso da linha de transmissão (LT) que conecta o parque eólico *offshore* até uma subestação que integrará a energia gerada ao SIN. No caso dos dois projetos eólicos *offshore* de maior porte, o ponto de conexão ao SIN são subestações localizadas em superfície terrestre, demandando a passagem de ambas linhas de transmissão de uso exclusivo em trechos continentais (Figura 47).

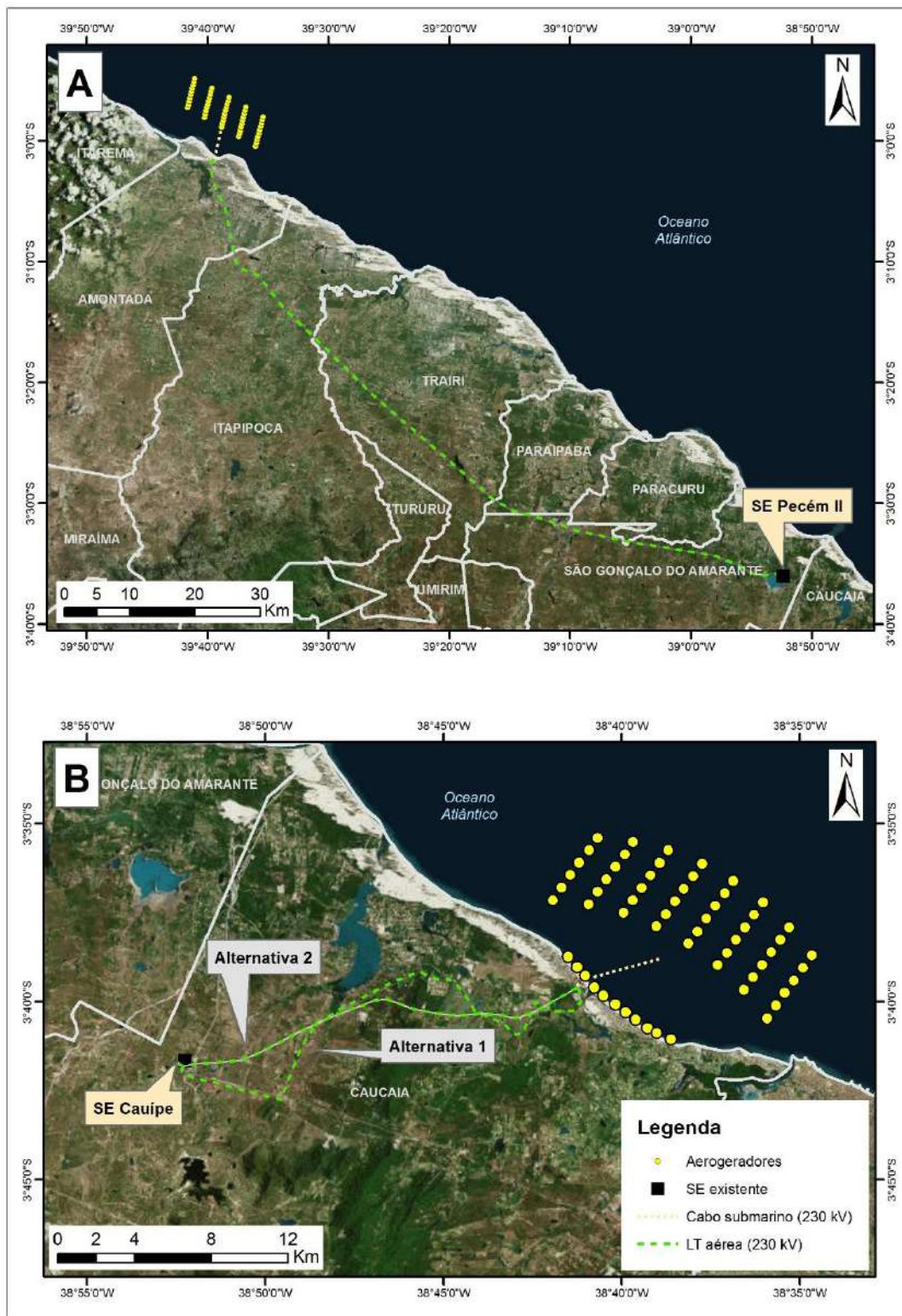


Figura 47 – Propostas de escoamento da energia gerada a partir dos parques eólicos atualmente em licenciamento no Brasil. A = Complexo Eólico Marítimo Asa Branca I (extensão em terra firme = 116,68 km); B = Parque Eólico Caucaia Parazinho – Iparana (extensão em terra firme da Alternativa 1 = 25,52 km; extensão em terra firme da Alternativa 2 = 19,89 km).

Independentemente da extensão dessas LTs em terra firme, é de se esperar algumas das já conhecidas complexidades socioambientais comumente enfrentadas no licenciamento ambiental de sistemas de transmissão de energia. As regiões costeiras brasileiras, além de apresentarem

ecossistemas peculiares (p.ex., dunas, manguezais e restingas) e ambientes de interesse turístico (como praias), também registram os maiores índices de adensamento populacional do país, resultado da histórica expansão urbana em áreas próximas ao litoral (IBGE, 2011). Para compor a porção terrestre da Área de Influência Direta (AID) dos dois projetos eólicos *offshore* de maior porte, o Ibama recomendou a adoção de raio de 5 km a partir da faixa de servidão da LT associada³⁴, o que reforça, em certa medida, a preocupação do órgão licenciador com as questões socioambientais na região costeira.

Nesse contexto, considerando o desenvolvimento de projetos eólicos *offshore* em grande escala futuramente, a instalação de estruturas *offshore* da rede básica de transmissão pode ser uma das estratégias a serem adotadas como forma de evitar impactos desses projetos na região costeira. Por meio dessa alternativa, são esperadas reduções tanto da internalização dos riscos associados ao licenciamento ambiental das estruturas de transmissão pelos empreendedores de projetos eólicos *offshore* como da incidência de impactos ambientais comumente associados a linhas de transmissão de energia aéreas nas regiões costeiras brasileiras.

Além das normas citadas ao longo do texto, no Apêndice 2 são elencados os demais instrumentos legais e normativos relacionados ao licenciamento ambiental que devem ser considerados no âmbito dos estudos ambientais de projetos eólicos *offshore* no Brasil.

5.3. Questões Ambientais Associadas a Parques Eólicos *Offshore*

Com o aumento no número de projetos eólicos *offshore* instalados ao redor do mundo, também se verifica o aumento no número de estudos voltados para a compreensão das questões ambientais associadas a tais projetos (e.g. GILL, 2005; BAILEY *et al.*, 2014; LÜDEKE, 2017). Com isso, são registrados impactos que afetam os meios biótico, físico e socioeconômico nas fases de planejamento, instalação, operação e também no descomissionamento desses empreendimentos.

As principais questões ambientais relacionadas ao desenvolvimento de projetos eólicos *offshore* reportadas até o momento em estudos técnicos realizados em outros países encontram-se resumidas na Tabela 25. Complementarmente, as subseções seguintes descrevem de forma sucinta os efeitos ambientais decorrentes da implantação dos aerogeradores no mar e dos cabos submarinos, principais aspectos ambientais relacionados a esses empreendimentos, assim como as estratégias de mitigação comumente adotadas.

³⁴ Esse critério é o mesmo atualmente estabelecido para o licenciamento ambiental de linhas de transmissão de energia, conforme consta na Portaria MMA nº 421/2011.

Tabela 25 – Resumo das principais questões ambientais associadas à projetos eólicos *offshore*, com base na experiência internacional (adaptado de MMS, 2007; DECC, 2016).

	Questão ambiental	Breve descrição	Fase do projeto
Meio Físico	Superfície do mar e sedimentos	Incidência de processos erosivos no entorno das fundações. Aumento do risco em áreas com fundo marinho instável.	Instalação Operação
	Qualidade do ar	Alteração da qualidade do ar por conta da circulação de embarcações e veículos na área do projeto.	Instalação
	Correntes oceânicas	Alterações observadas no entorno imediato das instalações do parque.	Instalação Operação
	Qualidade da água	Eventual derramamento de óleo, lubrificantes, solventes e ressuspensão de sedimentos. Efeitos decorrentes do uso de tintas com substâncias anti-incrustantes e <i>antifouling</i> também devem ser considerados. Risco aumentado em caso de colisão de embarcações contra as estruturas do parque eólico.	Instalação Operação
	Paisagem acústica	Geração de ruídos de alta intensidade por conta do uso de bate-estacas, instalação dos cabos submarinos no fundo do mar, remoção de estacas com explosivos.	Instalação Descomissionamento
	Gestão de resíduos	Eventual derramamento de óleo, lubrificantes e solventes.	Planejamento Instalação Operação Descomissionamento
	Campo eletromagnético	Eventual alteração do campo eletromagnético local, com efeitos sobre organismos marinhos e saúde humana	Operação
Meio Biótico	Mamíferos marinhos	Efeitos negativos em espécies de hábitos costeiros, migratórios, endêmicas e ameaçadas de extinção devido aos diferentes tipos de ruídos subaquáticos gerados e ao risco de colisão com as embarcações. Espécies podem passar a evitar a área do parque eólico.	Instalação Operação Descomissionamento
	Aves marinhas e costeiras	Efeitos negativos decorrentes da interferência em áreas <i>onshore</i> utilizadas para a montagem das fundações e interações com linha de transmissão aérea. Para as áreas <i>offshore</i> , colisão das aves com as hélices das turbinas são o principal efeito adverso registrado.	Instalação Operação
	Biota terrestre	Efeitos negativos decorrentes da interferência em áreas <i>onshore</i> utilizadas para a montagem das fundações e interações com linha de transmissão aérea. Para as áreas <i>offshore</i> , dependendo da distância da costa, colisões de morcegos com as hélices das turbinas também podem ser registrados.	Instalação Operação
	Recursos pesqueiros e habitats críticos para peixes	Efeitos negativos em espécies de hábitos costeiros, migratórios, endêmicas e ameaçadas de extinção devido aos ruídos subaquáticos gerados durante o uso de bate-estacas, a instalação dos cabos submarinos no fundo do mar, o funcionamento das turbinas eólicas e a remoção de estacas com explosivos.	Instalação Operação Descomissionamento
	Quelônios marinhos	Efeitos negativos devido aos ruídos subaquáticos gerados (por bate-estacas, na instalação dos cabos submarinos no fundo do mar, na operação das turbinas e na remoção de estacas com explosivos). Iluminação das estruturas <i>offshore</i> e na linha da costa podem causar desorientação aos filhotes. Instalações <i>onshore</i> associadas podem ocasionar danos a áreas de desova. Risco de colisão com embarcações.	Instalação Operação Descomissionamento
	Habitats costeiros	Efeitos negativos decorrentes de diferentes eventos (geração de ondas pelo tráfego de embarcações, derramamento acidental de óleo, dragagem, instalação de cabos submarinos e construção de estrutura <i>onshore</i> associada), resultando	Planejamento Instalação

	Questão ambiental	Breve descrição	Fase do projeto
		em fragmentação de habitat, alteração na hidrologia local, perda do efeito barreira na zona da praia e perda de zonas úmidas e marismas.	Operação Descomissionamento
	Habitats do fundo do mar	Efeitos negativos decorrentes do uso de bate-estacas, da remoção de estruturas com o uso de explosivos e da geração de campo eletromagnético ao redor dos cabos. Comunidades bentônicas localizadas em ambientes sensíveis ou incomuns são mais vulneráveis aos impactos.	Planejamento Instalação Operação Descomissionamento
	Áreas de interesse especial	Incluem áreas legalmente protegidas, como as unidades de conservação. Efeito negativo depende da localização das estruturas do parque eólico em relação a essas áreas. Principal questão associada é o impacto visual causado pelas turbinas eólicas.	Instalação Operação
Meio Socioeconômico	Áreas de uso militar	Dependendo do uso militar que é feito na área, a instalação de parques eólicos pode inviabilizar a continuidade de tais práticas.	Instalação Operação
	Transportes	Potencial efeito negativo sobre rotas de navegação comercial na área e sobre as rotas de aviação.	Instalação Operação
	Recursos culturais	Potencial efeito negativo sobre áreas de interesse cultural, como sítios arqueológicos submarinos e navios afundados.	Instalação Operação
	Uso do solo e infraestrutura existente	Potencial efeito negativo sobre rotas de navegação comercial, cabos de telecomunicações, recreação e pesca.	Planejamento Instalação Operação Descomissionamento
	Paisagem	Efeito negativo ou positivo, a depender dos usos feitos da área no entorno, especialmente na região costeira.	Instalação Operação
	Turismo e recreação	Efeitos negativos reportados para frequentadores de praias, admiração da paisagem, mergulho e pesca recreativa.	Planejamento Instalação Operação Descomissionamento
	Pesca	Efeitos negativos decorrentes da redução das taxas de captura de peixes de interesse comercial, da redução das áreas de pesca por conta de restrições de acesso à área do parque eólico <i>offshore</i> e de danos ou perdas de equipamentos de pesca ou de embarcações.	Instalação Operação Descomissionamento

5.3.1. Questões associadas 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 (Figura 48).



Figura 48 – Principais questões ambientais associadas à presença física dos aerogeradores *offshore* (adaptado de Bergström *et al.*, 2014).

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*. Conforme já discutido no Capítulo 2, 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, especialmente sobre cetáceos (*e.g.* DÄHNE *et al.*, 2013), pinípedes (*e.g.* THOMPSON *et al.*, 2013) e peixes (*e.g.* MUELLER-BLENKLE *et al.*, 2010). 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* (*e.g.* TOUGAARD *et al.*, 2009).

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).

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.

Box 4 – Instalação de estruturas *offshore* e segurança da navegação no Brasil

A Marinha do Brasil é a instituição responsável pelo ordenamento do espaço aquaviário e pela segurança da navegação nas águas jurisdicionais brasileiras. Atualmente, visando salvaguardar a vida humana e conferir segurança à navegação, a NORMAM-08/DPC definiu como zona de restrição à pesca e à navegação o raio de 500 metros no entorno de plataformas de petróleo e demais unidades *offshore* instaladas no Brasil. Dessa forma, tendo em vista o adequado dimensionamento de eventuais impactos que essa proibição pode causar à prática de atividades pesqueiras e ao turismo embarcado, torna-se necessário saber se esse critério de restrição também será aplicado aos projetos eólicos *offshore* que venham a ser instalados futuramente no Brasil.

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).

5.3.2. Questões associadas aos cabos submarinos

Efeitos adversos causados pela instalação e operação de cabos submarinos associados a projetos eólicos *offshore* também são reportados pela literatura científica (Figura 49).

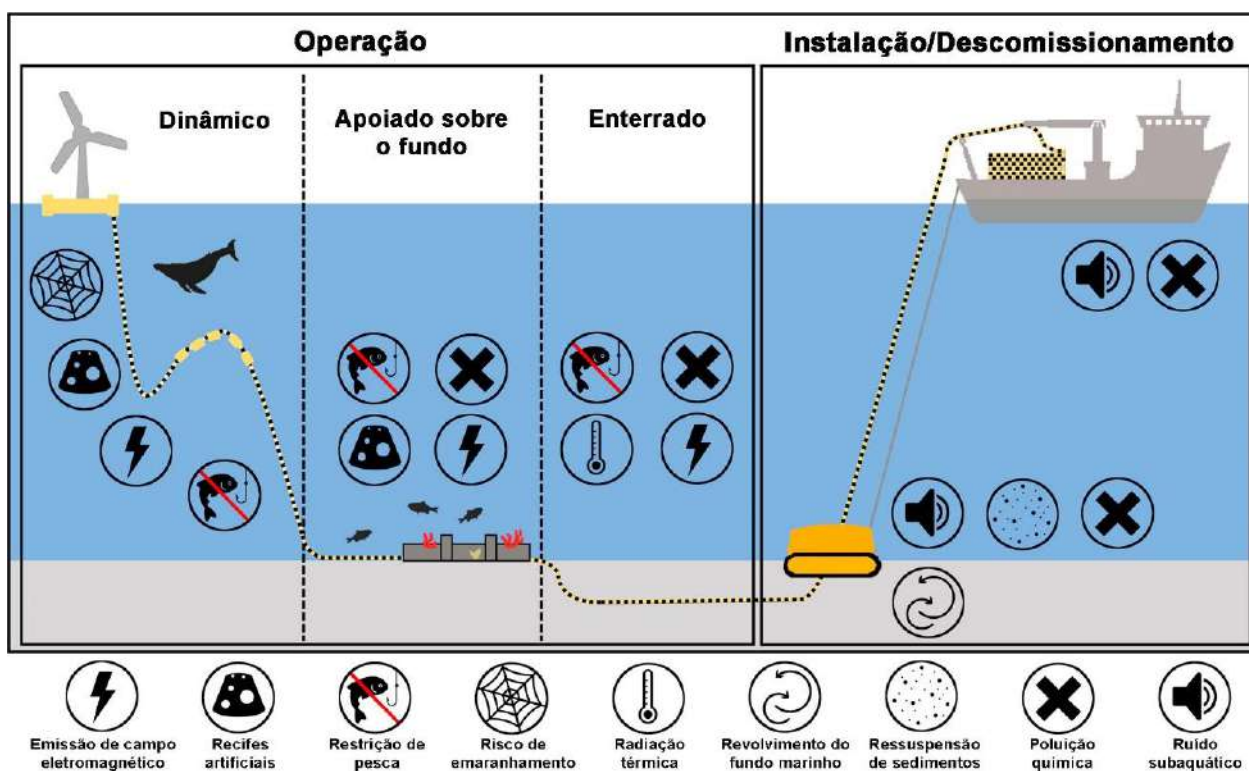


Figura 49 – Principais questões ambientais associadas à instalação e operação de cabos submarinos, considerando as diferentes formas de posicionamento dessas estruturas no mar (adaptado de Taormina *et al.*, 2018).

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.

5.3.3. Principais estratégias de mitigação adotadas

A adoção da hierarquia de mitigação é vista como a maneira adequada para reduzir os efeitos adversos decorrentes da instalação e operação de projetos eólicos *offshore*, incluindo a infraestrutura e atividades associadas a esses projetos nas análises. Nesse sentido, estratégias para evitar, reduzir e compensar os impactos potencialmente causados devem ser implementadas em conformidade com o estágio de desenvolvimento desses projetos (Figura 50).

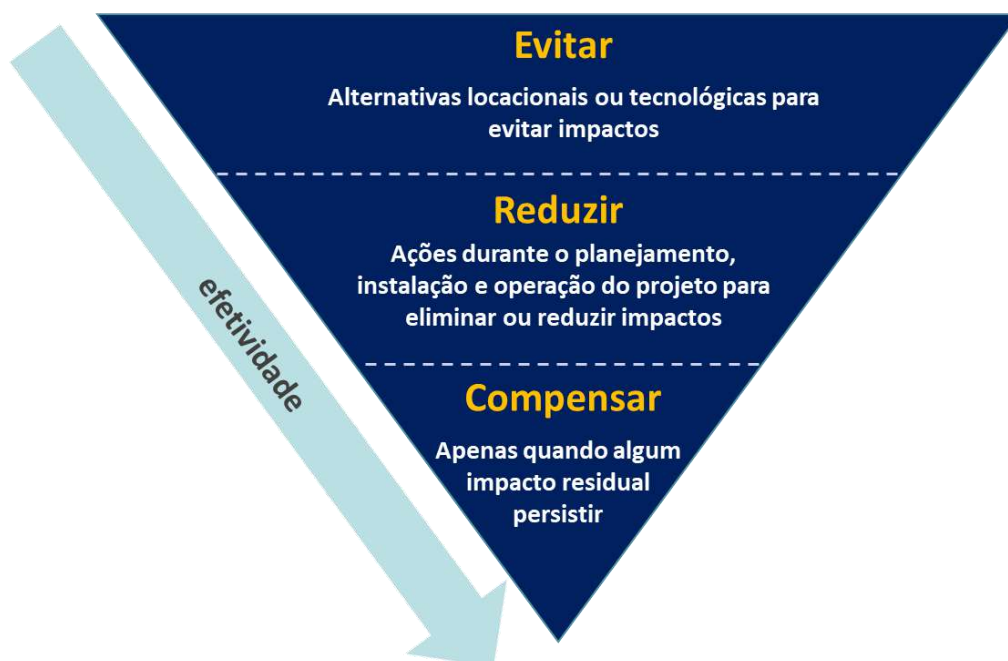


Figura 50 – Princípios básicos da hierarquia de mitigação de impactos ambientais.

A experiência internacional tem apontado a adoção de planejamento espacial marinho como a principal estratégia a ser adotada para evitar os impactos causados por projetos eólicos *offshore* em escala regional ou nacional (LÜDEKE, 2017). Dessa forma, áreas marinhas consideradas ambientalmente sensíveis, assim como aquelas que já são utilizadas para o desenvolvimento de outras atividades econômicas, devem ser evitadas quando do aproveitamento do potencial eólico *offshore*.

Em linhas gerais, os temas considerados por outros países durante esse processo incluem áreas de ocorrência de espécies marinhas sensíveis, áreas marinhas legalmente protegidas (unidades de conservação), áreas militares, áreas destinadas para a navegação, áreas utilizadas para atividades pesqueiras, áreas de interesse arqueológico e patrimônio cultural, áreas voltadas para a exploração de óleo e gás, entre outros (*e.g.* MMS, 2007; NVE, 2013; DECC, 2016).

Já na escala de projeto, além de esforços para evitar a incidência de impactos diretos do parque eólico sobre o ambiente marinho (p. ex., ajustes na microlocalização das torres e dos cabos submarinos), a adoção de técnicas de controle e de medidas de compensação também devem ser

consideradas (LÜDEKE, 2017). Para tanto, especial atenção deve ser dada à etapa de elaboração do EIA/RIMA de projetos eólicos *offshore*, que, além do diagnóstico sobre os fatores bióticos, físicos e socioeconômicos da área onde se pretende instalar o empreendimento, deve conter também análises consistentes sobre as cadeias de causa e efeito relacionadas a todas estruturas e atividades associadas a esses projetos. Essa etapa é fundamental para orientar a proposição de medidas e programas para uma adequada mitigação dos impactos identificados no estudo.

5.4. Uso de Outros Instrumentos de Gestão Ambiental

Além da exigência de licenciamento ambiental, os países pioneiros na exploração do recurso eólico *offshore* adotaram outros instrumentos de ordenamento territorial e de gestão ambiental tanto para avaliar preliminarmente as áreas a serem destinadas para a implantação de projetos eólicos *offshore* como para incluir a variável ambiental no delineamento de políticas e/ou programas governamentais voltados para o desenvolvimento da atividade.

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.

As subseções seguintes discorrem sobre como a adoção dos instrumentos citados subsidiou a tomada de decisão relativa ao desenvolvimento eólico *offshore* no contexto internacional, com considerações sobre a possível utilização desses mesmos instrumentos no Brasil tomando como referência o arcabouço legal existente.

5.4.1. Gestão do território: uso do zoneamento ambiental e do planejamento espacial

Planejamento espacial pode ser amplamente definido como um processo de tomada de decisão conduzido por entes governamentais voltado para influenciar ou determinar a forma como o espaço físico deve ser usado (JAY, 2010). No contexto internacional, mais do que uma maneira de tentar antever as restrições e/ou dificuldades ambientais relacionadas ao desenvolvimento de projetos eólicos *offshore*, o planejamento espacial marinho tem sido utilizado como uma forma de identificar as áreas mais apropriadas para a instalação em escala desses empreendimentos, reservando esses

espaços para a exploração do recurso eólico *offshore* (JAY, 2010; DECASTRO *et al.*, 2019). Nesse processo de determinação dos locais mais apropriados, além de informações sobre os ventos, também devem ser consideradas outras camadas de informações, como é o caso da identificação de eventuais conflitos de usos das áreas marinhas, batimetria, altura das ondas, conexão ao sistema e incidência de fenômenos oceano-meteorológicos extremos (BANCO MUNDIAL, 2010b).

No Brasil, a previsão legal para a inclusão do planejamento espacial como política pública foi definida com a inserção do zoneamento ambiental como um dos instrumentos da Política Nacional do Meio Ambiente (Lei nº 6.938/1981). Com a sua regulamentação por meio do Decreto nº 4.297/2002, seu nome foi alterado para zoneamento ecológico-econômico, o que, de certa forma, reflete a relevância do ordenamento territorial para fazer melhor uso dos espaços e políticas públicas, visando dar apoio ao desenvolvimento econômico e incorporando as questões ambientais simultaneamente nesse processo (SANTOS & RANIERI, 2013).

O zoneamento ecológico-econômico é um instrumento de ordenamento territorial que estabelece vedações, restrições e alternativas de exploração do território, devendo ser obrigatoriamente seguido na implantação de planos, obras e atividades públicas e privadas, além de contar com ampla participação democrática durante o seu desenvolvimento (Decreto nº 4.297/2002). Conforme definido pela Lei Complementar nº 140/2011, a elaboração do zoneamento ambiental de âmbito nacional e regional é de competência da União. Atualmente, o zoneamento ecológico-econômico na esfera federal é área de competência do Ministério do Meio Ambiente (Lei nº 13.844/2019).

Especificamente em relação aos ambientes costeiros, com a edição do Plano Nacional de Gerenciamento Costeiro (PNGC; Lei nº 7.661/1988), restou estabelecida a necessidade de prever zoneamento de usos e atividades realizadas na zona costeira brasileira³⁵. A responsabilidade pela elaboração do PNGC e de suas atualizações é da Comissão Interministerial para os Recursos do Mar (CIRM). O Decreto nº 5.300/2004, por sua vez, ao regulamentar o PNGC, estabeleceu o Zoneamento Ecológico-Econômico Costeiro (ZEEC) como um dos instrumentos dessa política.

O principal objetivo do ZEEC, que deve ser elaborado de forma participativa, é orientar o processo de ordenamento territorial da costa, garantindo as condições para o desenvolvimento sustentável dessa porção do território, mediante o apoio às ações de monitoramento, licenciamento ambiental e elaboração de instrumentos econômicos para a gestão ambiental, dentre outras. Destaca-se também que a implementação do ZEEC é de responsabilidade compartilhada entre a União, os estados e municípios costeiros, por meio de seus respectivos órgãos integrantes do Sistema Nacional do Meio Ambiente (SISNAMA).

³⁵ De acordo com o Decreto nº 5.300/2004, a faixa marítima da zona costeira brasileira se estende desde a linha de base até o limite do mar territorial (12 milhas náuticas).

No entanto, apesar de haver arcabouço legal que cuide do tema, em levantamento feito recentemente ficou constatado que a implementação dos ZEECs se encontra em diferentes estágios e escalas de apresentação das informações, variando conforme o Estado costeiro responsável, sendo que poucos consideraram também a zona marinha (i.e., espaço compreendido entre as 12 e 200 milhas náuticas) no escopo das análises conduzidas (MMA, 2017).

A promoção da gestão integrada dos ambientes costeiros e oceânicos visando ao uso sustentável dos recursos do mar é uma das estratégias contidas na Política Nacional para os Recursos do Mar (PNRM; Decreto nº 5.377/2005), cuja execução é feita por meio da publicação de Planos Setoriais plurianuais. Atualmente, a Comissão Interministerial para os Recursos do Mar (CIRM) é responsável por coordenar os assuntos relativos à PNRM, conforme estabelecido pelo Decreto nº 9.858/2019.

Diante da possibilidade de exploração de vários recursos marinhos existentes nas águas jurisdicionais brasileiras e na plataforma continental, o Plano Setorial Para os Recursos do Mar vigente (IX PSRM) destacou a necessidade de promover o desenvolvimento de um plano para o uso compartilhado do ambiente marinho, com vistas a garantir o desenvolvimento sustentável, compatível com a premência das ações de conservação das zonas costeira e dos oceanos. Os principais objetivos desse plano são (i) legitimar formalmente a questão do uso compartilhado do ambiente marinho no Brasil; (ii) propor a adequação do marco institucional, normativo e regulatório vigente, buscando a harmonização das políticas, normas e definições relacionadas ao uso compartilhado do ambiente marinho; e (iii) estabelecer diretrizes, ferramentas e metodologias adequadas, que possam ser utilizadas em apoio ao processo de tomada de decisões relacionadas ao uso do mar, tanto em nível governamental, quanto privado.

No âmbito da CIRM foi criado grupo de trabalho em 2013 sobre o Uso Compartilhado do Ambiente Marinho, que, por sua vez, contém um subgrupo dedicado às discussões relacionadas ao tema planejamento espacial marinho. Dentre as ações realizadas por esse grupo de trabalho, inclui-se a adoção de recomendações sobre possíveis orientações para o desenvolvimento e implementação do planejamento espacial marinho no Brasil, conforme compromisso voluntário assumido pelo Brasil na Conferência dos Oceanos, ocorrida em junho de 2017 em Nova Iorque. A previsão é que esse trabalho seja concluído até 2030³⁶. Dessa forma, observa-se que ações voltadas para a adoção do planejamento espacial marinho encontram-se atualmente em fase inicial no Brasil³⁷.

Com base no cenário apresentado, conclui-se que, apesar da existência de previsão legal, até o momento o Brasil ainda não dispõe de zoneamento ecológico-econômico ou de planejamento espacial marinho que contemple a totalidade das águas jurisdicionais brasileiras. Em virtude do

³⁶ Disponível em: <https://oceanconference.un.org/commitments/?id=19704>.

³⁷ Há que se destacar, ainda, a tramitação na Câmara de Deputados do Projeto de Lei nº 6969/2013, que visa a instituir a Política Nacional para Conservação e o Uso Sustentável do Bioma Marinho (PNCMar). Dentre suas principais proposições, o referido PL inclui o Planejamento Espacial Marinho como um dos instrumentos dessa política.

panorama atual do uso do espaço marinho brasileiro, o desenvolvimento de projetos eólicos *offshore* no país pode ser beneficiado futuramente com a adoção de ferramentas de planejamento espacial marinho, visando otimizar a definição dos locais mais apropriados para a instalação de tais projetos a partir da consideração prévia de critérios técnicos, econômicos, ambientais.

5.4.2. Avaliação Ambiental Estratégica como instrumento de gestão ambiental

Avaliação Ambiental Estratégica (AAE) é o nome atribuído a todas as formas de avaliação de impacto de ações considerando escopo mais amplo que o de projetos individuais (SÁNCHEZ, 2017). Nos últimos anos, esse instrumento tem se firmado internacionalmente como ferramenta de planejamento por possibilitar a avaliação dos impactos ambientais decorrentes da implementação de Políticas, Planos e/ou Programas (PPP) realizados principalmente por entes governamentais (SÁNCHEZ, 2017).

Por meio da inserção da dimensão ambiental no processo de tomada de decisão, a AAE permite formalizar, sistematizar, documentar e informar a decisão estratégica a ser tomada e de suas alternativas antes que ela seja efetivada (SÁNCHEZ, 2017). Por conta disso, é necessário que a AAE seja aplicada o mais cedo possível durante a formulação de políticas e planos, como forma de garantir níveis adequados de engajamento e de influência das partes interessadas no processo de tomada de decisão (PHYLIP-JONES & FISCHER, 2015). No Brasil, a realização de AAEs no âmbito federal atualmente é área de competência do Ministério de Minas e Energia, quando cabível, em conjunto com o Ministério do Meio Ambiente e outros órgãos relacionados (Lei nº 13.844/2019).

Box 5 – Avaliação Ambiental Estratégica no Brasil: o que esperar para os próximos anos?

Tramitam atualmente no Congresso Nacional, em ambas casas legislativas, dois projetos de lei com propostas de regulamentação do processo de licenciamento ambiental no Brasil, por meio da edição de uma “Lei Geral de Licenciamento Ambiental”. Uma das principais inovações trazidas por esses projetos de lei é a institucionalização da AAE como um dos instrumentos de gestão ambiental possíveis de serem adotados no Brasil.

Cada proposição traz uma definição própria para a AAE, que é vista tanto como um “instrumento de apoio à tomada de decisão, que subsidia opções estratégicas de longo prazo, promove e facilita a integração dos aspectos ambientais com os aspectos socioeconômicos, territoriais e políticos nos processos de planejamento e formulação de políticas, planos e programas governamentais” (PLS nº 169/2018) como um “instrumento com o objetivo de avaliar o impacto ambiental, bem como os conflitos e oportunidades potencialmente associados a políticas, planos e programas governamentais, tendo em vista fundamentar a decisão dos agentes públicos e privados e garantir o desenvolvimento sustentável” (PL nº 3.729/2004). Além das diferenças nas definições adotadas, cada projeto de lei traz perspectivas distintas quanto à obrigatoriedade e às premissas mínimas para a sua realização. Independentemente de qual proposição venha a ser promulgada na forma de lei, a tendência é de que a AAE seja regulamentada ao arcabouço legal brasileiro nos próximos anos.

A experiência internacional também destaca as vantagens da adoção integrada de ferramentas de planejamento espacial marinho com a AAE para o planejamento de projetos eólicos *offshore*. Além de possibilitar a antecipação de eventuais questões do uso do espaço marinho que possam ser afetadas por decisões individualizadas (i.e., no contexto do licenciamento ambiental de cada projeto), a AAE é uma forma de avaliar a aplicabilidade ou os efeitos ambientais, econômicos e sociais de políticas, programas e planos voltados para o desenvolvimento eólico *offshore* (PHYLIP-JONES & FISCHER, 2015). Outro benefício comumente reportado é a possibilidade de expandir o escopo da avaliação quando da definição do melhor arranjo locacional desses empreendimentos, incorporando desde as etapas preliminares do planejamento preocupações com os impactos mais relevantes causados por eles, o que acaba facilitando o desenho de medidas de mitigação mais apropriadas caso a caso (ROMANSON & MULVIHILL, 2011).

Diversas atividades de importância socioeconômica são desenvolvidas atualmente nas áreas costeiras e marinhas do Brasil, com destaque para o turismo, a pesca, a aquicultura, a exploração de petróleo e gás *offshore*, a exploração mineral, a navegação, além do desenvolvimento de estruturas portuárias e logísticas na zona costeira e a delimitação de áreas marinhas protegidas (MMA, 2008). Conflitos decorrentes do uso do espaço marinho entre atividades pesqueiras (tanto industrial como artesanal), atividades de lazer e turismo náutico, atividades associadas à cadeia de exploração e produção de óleo e gás e à destinação de áreas para a conservação da biodiversidade são comumente registrados no contexto brasileiro (MMA, 2017). Levando em conta o cenário já existente,

dependendo do contexto, a chegada de projetos eólicos *offshore* poderá figurar como mais um vetor de pressão tanto sobre o ambiente marinho como para a realização de outras atividades econômicas no Brasil.

Seguindo a lógica adotada internacionalmente no segmento eólico *offshore*, o desenvolvimento de desses projetos normalmente envolve elevados custos de investimento, operação e manutenção, fazendo com que o desenvolvimento em escala seja visto como a melhor maneira de reduzir os custos. Caso o Brasil opte por adotar esse modelo, a instalação de projetos eólicos *offshore* em escala possivelmente demandará a elaboração de um programa estratégico para o seu desenvolvimento, visando simultaneamente o aproveitamento do potencial eólico *offshore* do país, a redução dos custos e o aumento da atratividade de investimentos, especialmente em virtude da necessidade (i) de integração com outros setores governamentais (notadamente os de logística, portos e indústria); (ii) de eventuais reforços no sistema de transmissão existente para escoamento da energia gerada até os principais centros de carga; e (iii) de redução dos impactos socioambientais decorrentes da cadeia produtiva associada à atividade.

Nesse caso, a adoção de AAE deve ser vista como uma solução estruturante por visar, essencialmente, a otimização da instalação de tais projetos a partir da consideração prévia de critérios técnicos, econômicos, ambientais e dos demais temas definidos como relevantes no contexto nacional. Dentre os benefícios advindos da adoção desse instrumento, têm-se como principais (i) a redução nos riscos de atrasos de entrega ou de desistências de projetos eólicos *offshore* por conta de obstáculos de natureza técnica, econômica ou ambiental equivocadamente mensurados ou previamente não identificados pelos empreendedores; (ii) a redução de conflitos relacionados ao uso do espaço marítimo com outras partes interessadas e; (iii) as melhorias de eficiência na conexão da energia gerada por essas usinas ao sistema (BANCO MUNDIAL, 2010a).

Além de trazer mais previsibilidade aos investidores e proporcionar melhores condições para a competitividade da fonte no contexto brasileiro, a implementação da AAE no horizonte de médio prazo, além de subsidiar a tomada de decisão relativa a esse programa, poderá possibilitar:

- a indicação das alternativas possíveis para instalação dos projetos eólicos *offshore*;
- o estabelecimento de diretrizes para o licenciamento ambiental desses projetos;
- o engajamento e a participação de diferentes *stakeholders* no processo de decisão;
- a elaboração de recomendações e ações de monitoramento para o sucesso da implementação do programa; e
- a definição de atribuições e de responsabilidades para os diferentes atores envolvidos no processo.

6. Conclusões

A seguir são apresentados alguns destaques que buscam sintetizar as principais conclusões deste documento.

Os **estudos de potencial** realizados pela EPE apontam para a existência de potencial técnico de cerca de 700 GW em locais com profundidade até 50 m. É importante aprofundar as análises utilizando dados meteoceanográficos e inserindo restrições nas áreas exploráveis como, por exemplo, áreas de proteção ambiental, rotas comerciais, rotas migratórias de aves, áreas de exploração de petróleo ou outras áreas com usos conflitantes. Mesmo com as restrições apontadas, o potencial energético é suficiente para que as usinas eólicas *offshore* possam se apresentar como opções futuras no atendimento do país.

Em relação aos **aspectos tecnológicos** da fonte eólica *offshore*, é identificada uma tendência de utilização de turbinas eólicas de grandes dimensões, com potências nominais mais elevadas e que demandam uma maior atenção na escolha do tipo de fundação, e de escalas maiores de projetos, características que a diferenciam em relação a fonte eólica *onshore*.

As referências de **custos de implantação e de operação** dos parques eólicos *offshore* levantadas, embora cercadas de algumas incertezas e particularidades, se mostram, em geral, ainda elevadas quando comparadas às outras fontes energéticas já desenvolvidas no país. As perspectivas de competitividade para projetos dessa fonte estão ligadas, dentre outros aspectos, à diminuição de custos associados à aquisição de equipamentos, com destaque para as turbinas eólicas, às fundações, aos ativos de transmissão, entre outros. Esse é um mercado que vem crescendo internacionalmente, ganhando em escala, aprendizado e inovação, o que vem levando a um crescente interesse no desenvolvimento de projetos no Brasil.

Especialmente no que se refere à **conexão ao sistema**, pode-se afirmar que a integração de usinas eólicas *offshore* à rede elétrica pode se dar tanto em corrente alternada quanto em corrente contínua e a adoção dessas tecnologias de transmissão depende das características técnicas dos empreendimentos, em especial, da distância em relação à costa. A conexão dos parques ao continente é realizada por meio de cabos submarinos e, embora haja pouca experiência na operação destes cabos em corrente alternada e nenhuma aplicação em corrente contínua no Brasil, é importante destacar que não são vislumbradas dificuldades técnicas para implantação dessas tecnologias, dada a experiência internacional.

Do ponto de vista do **acesso à Rede Básica**, às DIT e às ICG, ou até mesmo à Rede de Distribuição, é particularmente desafiadora a recomendação de ampliações e reforços sistêmicos que possibilitem escoar a energia proveniente dos novos empreendimentos, sobretudo os de grande porte. Independentemente do ambiente de contratação desses projetos (livre ou regulado), há incertezas

bastante acentuadas relacionadas à definição do ponto de conexão e aos cronogramas de implantação dos projetos. Tendo como base o planejamento que é realizado atualmente para as fontes renováveis *onshore*, salienta-se a necessidade de elaboração de Estudos Prospectivos da Expansão da Transmissão para verificar os impactos sistêmicos da integração dos projetos eólicos *offshore* em maior escala e determinar, se necessário, uma expansão de mínimo custo global para o sistema.

Convém destacar que mercados emergentes, tais como o brasileiro, podem se beneficiar do grau de amadurecimento tecnológico já atingido nos projetos eólicos *offshore* desenvolvidos nos últimos anos nos países que acumulam uma experiência consolidada na exploração de seus potenciais.

Com relação aos **aspectos ambientais**, a conexão dos projetos eólicos *offshore* poderá se deparar com algumas das já conhecidas complexidades socioambientais comumente enfrentadas no licenciamento ambiental de sistemas de geração e de transmissão de energia em grande escala em áreas litorâneas exigindo dos desenvolvedores atenção especial a esses aspectos. Nesse contexto, a adoção de estratégias que visem a reduzir os impactos nessas áreas pode ser considerada como forma de evitar potenciais riscos ao desenvolvimento desses projetos no contexto brasileiro.

A experiência internacional tem demonstrado que a adoção de outros instrumentos de gestão ambiental pode beneficiar o desenvolvimento de projetos eólicos *offshore*, por ensejar na redução dos atrasos de entrega ou de desistências por conta de obstáculos de natureza técnica, econômica ou ambiental equivocadamente mensurados ou previamente não identificados pelos empreendedores. A avaliação em nível estratégico nacional, além de possibilitar a redução de conflitos relacionados ao uso do espaço marítimo com outras partes interessadas, também pode resultar em melhorias de eficiência na conexão da energia gerada por essas usinas ao sistema.

O Brasil dispõe de previsão legal para a adoção tanto do zoneamento ambiental como da Avaliação Ambiental Estratégica para apoiar a implantação de projetos eólicos *offshore*. É válido ressaltar que a adoção de um instrumento não concorre com a utilização do outro. No entanto, considerando o estágio atual das tratativas relacionadas à implementação do planejamento espacial marinho no país e as características peculiares da Avaliação Ambiental Estratégica, entende-se que o desenvolvimento de projetos eólicos *offshore* no Brasil poderá ser mais bem estruturado mediante a adoção da AAE como instrumento norteador para a implementação desses empreendimentos.

Traçado, ainda que de forma sucinta, o **panorama regulatório** nacional sobre a exploração do potencial eólico *onshore* e o regulatório internacional respeitante à instalação de parques eólicos *offshore*, é possível extrair algumas observações.

A primeira delas é a de que a experiência internacional tem caminhado rumo à construção de um processo competitivo para regulamentar o acesso do particular ao local onde ocorrerá a instalação dos empreendimentos *offshore*.

Como segundo ponto, observa-se não haver pleno consenso quanto ao fato de a regulação brasileira atual ser, ou não, suficiente para atender com segurança jurídica às necessidades e exigências específicas para a instalação, no país, de usinas eólicas *offshore*; principalmente se considerado o fato da regulação, na época de sua discussão e desenvolvimento, não ter sido derivada de uma estratégia destinada a contemplar esses empreendimentos. O mesmo pode ser dito com relação a qualquer outra norma que diga respeito à fiscalização da atividade de geração eólica.

Nesse contexto, entende-se importante destacar algumas matérias que merecerão especial tratamento do legislador e dos reguladores, com o objetivo de proporcionar os aperfeiçoamentos necessários ao atual arcabouço jurídico-regulatório:

- Especificação do regime de uso do espaço marítimo destinado à exploração dos potenciais *offshore* por meio do qual sejam estabelecidas diretrizes e regras objetivas para seleção de interessados;
- Previsão de cláusulas específicas, no instrumento de outorga do uso do espaço marítimo, acerca do objeto, prazo, possibilidades de prorrogação, consequências do inadimplemento, descomissionamento, cessão de posição contratual, dentre outros; e
- Adoção de critérios para o cálculo do lance para o uso do espaço marítimo, na hipótese de presença de pluralidade de interessados em regime de competitividade.

7. Desafios e Ações

A Tabela 26 abaixo lista os principais desafios e as respectivas ações destinadas a enfrentá-los, com o objetivo de diminuir os riscos associados à inserção da energia eólica *offshore* na matriz elétrica brasileira para, desta forma, criar um ambiente seguro para os atores envolvidos.

Convém ressaltar que as ações aqui identificadas não buscam esgotar as discussões sobre o tema, mas sim servir como ponto de partida para o desenho de soluções adequadas para o desenvolvimento deste novo setor no país. O sucesso dessas ações depende do engajamento conjunto não apenas de agentes governamentais, mas também de agentes de mercado e demais interessados nesse segmento.

Tabela 26 – Principais desafios e ações identificados para o desenvolvimento da fonte eólica *offshore* no Brasil.

Desafios	Ações
Necessidade de conferir maior precisão aos dados anemométricos, meteoceanográficos 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
Adequação do sistema portuário brasileiro para atender à demanda da indústria eólica <i>offshore</i> , em local próximo à implantação dos projetos	Fazer levantamento detalhado da infraestrutura portuária atual brasileira, a fim de identificar possíveis obras de melhorias e adaptações necessárias
Adaptação necessária da atual indústria eólica nacional (hoje direcionada ao mercado <i>onshore</i>) para atender às demandas de projetos <i>offshore</i>	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)
Disponibilidade de navios e outras embarcações adequadas ao transporte, instalação e manutenção das estruturas <i>offshore</i>	Fazer levantamento sobre a frota de embarcações para suporte a atividades <i>offshore</i> disponíveis atualmente no país
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 <i>offshore</i>	Realizar avaliação prospectiva da transmissão frente ao desempenho elétrico da rede, considerando o mapeamento do potencial eólico <i>offshore</i> e a localização de projetos viáveis

Desafios	Ações
Incertezas sobre os potenciais conflitos socioeconômicos que poderão surgir entre a atividade eólica <i>offshore</i> e outras atividades	Realizar estudos detalhados sobre as atividades socioeconômicas potencialmente conflitantes e incluir as perspectivas da eólica <i>offshore</i> 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	Elaborar Termo de Referência aderente às especificidades desta tipologia, de modo a incorporar os efeitos diretos e indiretos correspondentes às atividades desenvolvidas nos projetos eólicos <i>offshore</i> na etapa de licenciamento prévio ³⁸
Necessidade de adaptação do regramento existente quanto a segurança da navegação	Avaliar a necessidade de adaptação das Normas da Autoridade Marítima (ex.: NORMAM-08/DPC, NORMAM-11/DPC e NORMAM-17/DHN) de forma a incluir a previsão do aproveitamento do recurso eólico <i>offshore</i>
Necessidade de aperfeiçoamentos na regulação: (i) quanto à gestão da área que se situa além do mar territorial (art. 10, § 4o da IN SPU nº 02/2018); (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 <i>offshore</i>	Aperfeiçoar a legislação de modo a atender às especificidades da geração de energia elétrica por meio de fonte eólica <i>offshore</i> . 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 ³⁹
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

³⁸ Destaca-se que esta ação se encontra atualmente em curso pelo Ibama, nos termos da Consulta Pública iniciada pelo órgão no início de Janeiro de 2020 (<https://www.ibama.gov.br/consultas-publicas/2105-ibama-realiza-consulta-publica-sobre-termo-de-referencia-para-elaboracao-de-estudos-de-impacto-ambiental-de-complexos-eolicos-marinhos>).

³⁹ “Art. 170. A ordem econômica, fundada na valorização do trabalho humano e na livre iniciativa, tem por fim assegurar a todos existência digna, conforme os ditames da justiça social, observados os seguintes princípios: (...) IV - livre concorrência (...)”.

8. Referências Citadas

APRESENTAÇÃO

GWEC. Global Wind Energy Council. **Global wind report 2018**. 2019a.

NREL. National Renewable Energy Laboratory. **2016 Offshore wind technologies market report**. 2017.

MAPEAMENTO DO POTENCIAL

C3S. Copernicus Climate Change Service. **ERA5: Fifth generation of ECMWF atmospheric reanalyses of the global climate. 2017**. Disponível em: <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/home>.

CEPEL. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. **Atlas do potencial eólico brasileiro – Simulações 2013**. 2013. Disponível em: <http://novoatlas.cepel.br/>.

CPRM. Serviço Geológico do Brasil. **Projeto Batimetria**. 2013. Disponível em: <http://www.cprm.gov.br/publique/Geologia/Geologia-Marinha/Projeto-Batimetria-3224.html>.

DTU. Technical University of Denmark. **Reference wind turbine project site**. 2013. Disponível em: <https://dtu-10mw-rwt.vindenergi.dtu.dk/>.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Potencial dos recursos energéticos no horizonte 2050**. 2018. Disponível em: http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-416/NT04%20PR_RecursosEnergeticos%202050.pdf.

IRENA. International Renewable Energy Agency. **Global wind atlas**. 2015. Disponível em: <https://irena.masdar.ac.ae/gallery/#tool/10>.

ASPECTOS TECNOLÓGICOS E CUSTOS

4COFFSHORE. **Suction bucket or caisson foundations**. 2016. Disponível em: <https://www.4coffshore.com/windfarms/suction-bucket-or-caisson-foundations-aid11.html>.

ANTAQ. Agência Nacional de Transportes Aquaviários. **Portos brasileiros**. 2019. Disponível em: <http://observatorioantaq.info/index.php/category/portos-brasileiros/>.

ACKERMANN, T. **Wind power in power systems**. Stockholm: Royal Institute of Technology, 2005.

ARSHAD, M.; O'KELLY, B. C. Offshore wind-turbine structure: a review. **Proceedings of the Institution of Civil Engineers: Energy**, 166, p. 139-152, 2013.

BATTISTI, L. *et al.* Analysis of different blade architectures on small VAWT performance. **Journal of Physics Conference Series**, 753, p. 1-11, 2016.

BLACKLEDGE, J. *et al.* Wind measurements technologies. In: MÉNDEZ-VILAS, A. (ed.) **Materials and processes for energy: communicating current research and technological developments**. Formatex Research Center, p. 590-603, 2013.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029**. Brasília: MME/EPE, 2019.

EWEA. European Wind Energy Association. **The economics of wind energy**. 2009.

GOMES, M. S. S. **Proposta de uma metodologia para utilização de energia eólica offshore no litoral sudeste do Brasil**. 2018. 126p. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção), Universidade Federal de São Carlos, Sorocaba, 2018.

GWEC. Global Wind Energy Council. **Global wind report 2018**. 2019a.

GWEC. Global Wind Energy Council. **Global offshore wind report 2019**. 2019b.

IEA. International Energy Agency. **IEA Wind TCP Task 26 – Offshore wind international comparative analysis**. 2018a.

IEA. International Energy Agency. **Offshore energy outlook**. 2018b.

IRENA. International Renewable Energy Agency. **Renewable energy technologies: Cost analysis series – Wind Power**. 2012.

IRENA. International Renewable Energy Agency. **Innovation outlook: Offshore wind**. 2016a.

IRENA. International Renewable Energy Agency. **The power to change: Solar and wind cost reduction potential to 2025**. 2016b.

IRENA. International Renewable Energy Agency. **Wind power: Technology brief**. 2016c.

IRENA. International Renewable Energy Agency. **Renewable energy benefits: Leveraging local capacity for offshore wind**. 2018a.

IRENA. International Renewable Energy Agency. **Renewable power generation costs in 2017**. 2018b.

LAZARD. **Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis – Version 12.0**. 2018. Disponível em: <https://www.lazard.com/media/450784/lazards-levelized-cost-of-energy-version-120-vfinal.pdf>.

LI, C. Y. *et al.* Construction technology of high-rise pile cap foundation of offshore wind power in Taiwan Strait. **IOP Conference Series: Earth and Environmental Science**, p. 1-8, 2017.

MARINET. Marine Renewables Infrastructure Network. **D4.16 Report on Options for full scale wind resource surveying**. 2014. Disponível em: <http://www.marinet2.eu/wp-content/uploads/2017/04/D4.16-Report-on-options-for-full-scale-wind-resource-surveying-1.pdf>.

MARINHA DO BRASIL. **Programa Nacional de Boias – PNBOIA: Plano Nacional de Trabalho (2013-2017)**. 2013.

MINISTÉRIO DA INFRAESTRUTURA. Sistema Portuário Nacional. 2019. Disponível em: <https://www.infraestrutura.gov.br/sistema-portu%C3%A1rio.html>.

NREL. National Renewable Energy Laboratory. **2016 Offshore wind technologies market report**. 2017.

NUNES, H. M. P. **Avaliação do potencial eólico ao largo da costa nordeste do Brasil**. 2012. 133p. Dissertação (Mestrado em Geociências Aplicadas), Universidade de Brasília, Brasília, 2012.

PIRES, C. H. M.; PIMENTA, F. M.; NASSIF, F. B. Estimativa dos recursos eólicos offshore a partir de um perfilador LIDAR. **68ª Reunião Anual da SBPC**, Porto Seguro, 1p., 2016.

PORT OF BLYTH. **Port of Blyth: South Harbour**. 2019. Disponível em: <http://portofblyth.co.uk/south-harbour/>.

POWER TECHNOLOGY. **Analysis – Full circle: decommissioning the first ever offshore windfarm**. 2017. Disponível em: <https://www.power-technology.com/features/full-circle-decommissioning-first-ever-offshore-windfarm/>.

PUPPIM, L. **Construction solutions and environmental aspects of offshore wind projects**. I Workshop Brasil – Licenciamento Ambiental, Fortaleza, 2018.

SECRETARIA DE PORTOS. **Plano Nacional de Logística Portuária – PNLP**. 2015.

SUTHERLAND, H. J.; BERG, D. E; ASHWILL, T. D. **A retrospective of VAWT technology**. California: Sandia National Laboratories. 2012.

US DEPARTMENT OF ENERGY. **Offshore wind technologies market report**. 2016.

TJIU, W. *et al.* Darrieus vertical axis wind turbine for power generation II: Challenges in HAWT and the opportunity of multi-megawatt Darrieus VAWT development. **Renewable Energy**, 75, p. 560-571, 2015.

WEBPORTOS. **Sistema Portuário Brasileiro**. 2019. Disponível em: <https://webportos.labtrans.ufsc.br/>.

WESTERHELLWEG, A. *et al.* One year of LIDAR measurements at FINO1-Platform: Comparison and verification to met-mast data. **10th German Wind Energy Conference DEWEK 2010**, 5p., 2010.

CONEXÃO AO SISTEMA

ACKERMANN, T. **Wind power in power systems**. Stockholm: Royal Institute of Technology, 2005.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Produto 5: Relatório Construção do Futuro**. Projeto 001/2014: Prospecção Tecnológica no Setor de Energia Elétrica (PED-0061-0046/2014). 2014.

BRAKELMANN, H. Efficiency of HVAC power transmission from offshore windmills to the grid. **IEEE Bologna PowerTech Conference**, Bologna, 2003.

CIGRÉ. International Council on Large Electric Systems. **Guidelines for the design and construction of AC offshore substations for wind power plants**. CIGRÉ Technical Brochure No.483, 2011.

CIGRÉ. International Council on Large Electric Systems. **HVDC connection of offshore wind power plants**. CIGRÉ Technical Brochure 619, 2015.

CHEN, H.; JOHNSON, M. H.; ALIPRANTS, D. C. Low-frequency AC transmission for offshore wind power. **IEEE Transactions on Power Delivery**, 28, p. 2236-2244, 2013.

MADARIAGA, A. *et al.* Current facts about offshore wind farms. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 16, p. 3105-3116, 2012.

NEXANS. **High voltage cables for transmission**. 2019. Disponível em: https://www.nexans.no/eservice/Norway-en/navigate_110889/High_voltage_cables_for_transmission.html

PRYSMIAN. **High voltage and submarine transmission**. 2019. Disponível em: <https://na.prysmiangroup.com/content/en-panel-power-grids-submarine-transmission>.

ROBAK, S.; RACZKOWSKI, R. M. Substations for offshore wind farms: a review from the perspective of the needs of the Polish wind energy sector. **Bulletin of the Polish Academy of Technical Sciences**, 66, p. 517-528, 2018.

ROSES, A. P.; FRANCOIS, B. Practical determination of HVAC – HVDC hybridization ratio for offshore transmission network architectures through techno-economic considerations. **IFAC – Papers Online**, 49, p. 425-432, 2016.

RUDDY, J.; MEERE, R.; O'DONNELL, T. Low frequency AC transmission for offshore wind power: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 56, p. 75-86, 2016.

WINDSPEED. **Roadmap to the deployment of offshore wind energy in the Central and Southern North Sea (2020 – 2030)**. 2011.

WRIGHT, S. D. *et al.* **Transmission options for offshore wind farms in the United States**. AWEA, 2002.

ASPECTOS LEGAIS E REGULATÓRIOS

BARBOSA, R. **Inserção da energia eólica offshore no Brasil: Análise de princípios e experiências regulatórias**. 2018. 281p. Tese (Doutorado em Energia), Universidade de São Paulo, São Paulo, 2018.

BUNDESAMT FÜR SEESCHIFFFAHRT UND HYDROGRAPHIE. **Bundesfachpläne Offshore**. 2019. Disponível em: https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Bundesfachplaene_Offshore/bundesfachplaene_offshore.html.

CAINE, C. The Dogger Bank Offshore Wind Farm proposal: A study of the legal mechanisms employed in the construction of an offshore wind farm. **North East Law Review**, 2, 89-127, 2014.

CENTRE FOR SUSTAINABLE ENERGY STUDIES. **China's offshore wind industry 2014**. 2019. Disponível em: <https://www.ntnu.no/documents/7414984/202064323/Offshore+Wind+in+China+2014.pdf/b0167dd4-6d47-40cc-9096-b3139c1459ef>.

CMS. **Guide to offshore wind in Northern Europe**. 2019. Disponível em: <https://eguides.cmslegal.com/offshore?redirect=1#introduction>.

CONCERTED ACTION FOR OFFSHORE WIND ENERGY DEPLOYMENT. **COD Principal findings 2003-2005**. 2019. Disponível em: http://www.offshorewindenergy.org/COD/COD-Final_Rept.pdf.

DANISH ENERGY AGENCY. **Procedures and permits for offshore wind parks**. 2019. Disponível em: <https://ens.dk/en/our-responsibilities/wind-power/offshore-procedures-permits>.

EUROPEAN COMMISSION. **The regulatory framework for wind energy in EU Member States – Part 1 of the Study on the social and economic value of wind energy**. 2015. Disponível em: <https://ec.europa.eu/jrc/en/publications-list>.

EWEA. **Design options for wind energy tenders**. 2015. Disponível em: <http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/position-papers/EWEA-Design-options-for-wind-energy-tenders.pdf>.

JAY, S. Mobilising for marine wind energy in the United Kingdom. **Energy Policy**, 39, p. 4125-4133, 2011.

MILARÉ, E. **Direito do Ambiente**. São Paulo: Editora Revista dos Tribunais, 2013.

MÜLLER, H.; ROGGENKAMP, M. M. Regulating offshore energy sources in the North Sea — Reinventing the wheel or a need for more coordination? **The International Journal of Marine and Coastal Law**, 29, p. 716-737, 2014.

OLIVEIRA, B. B.; FEITOSA, M. L. A. M. Regulação ambiental e responsabilidade socioambiental no setor empresarial privado. **Revista do Programa de Pós-Graduação em Ciências Jurídicas UFPB**, 14, p. 2-28, 2015.

THE CROWN ESTATE. **Generating energy offshore**. 2018. Disponível em: <https://www.gov.uk/guidance/generating-energy-offshore>.

WINDEUROPE. **Offshore wind in Europe: Key trends and statistics 2018**. Disponível em: <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/about-wind/statistics/WindEurope-Annual-Offshore-Statistics-2018.pdf>.

ASPECTOS AMBIENTAIS

BAILEY, H.; BROOKES, K. L.; THOMPSON, P. M. Assessing environmental impacts of offshore wind farms: Lessons learned and recommendations for the future. **Aquatic Biosystems**, 10, 13p., 2014.

BANCO MUNDIAL. **China – Meeting the challenges of offshore and large-scale wind power: Regulatory review of offshore wind in five European countries**. Washington, The World Bank Group. 2010a.

BANCO MUNDIAL. **China – Meeting the challenges of offshore and large-scale wind power: Strategic guidance**. Washington, The World Bank Group. 2010b.

BERGSTRÖM, L. *et al.* Effects of offshore wind farms on marine wildlife — A generalized impact assessment. **Environmental Research Letters**, 9, 12p., 2014.

COATES, D. A. *et al.* Enrichment and shifts in macrobenthic assemblages in an offshore wind farm area in the Belgian part of the North Sea. **Marine Environmental Research**, 95, p. 1-12, 2014.

DÄHNE, M. *et al.* Effects of pile-driving on harbor porpoises (*Phocoena phocoena*) at the first offshore wind farm in Germany. **Environmental Research Letters**, 8, 17p., 2013.

DECASTRO, M. *et al.* Europe, China and the United States: Three different approaches to the development of offshore wind energy. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 109, p. 55-70, 2019.

DECC. United Kingdom Department of Energy and Climate Change. **UK Offshore Energy Strategic Environmental Assessment - OESEA3 Environmental Report**. 2016.

GILL, A. B. Offshore renewable energy: Ecological implications of generating electricity in the coastal zone. **Journal of Applied Ecology**, 42, p. 605-615, 2005.

GRAY, M.; STROMBERG, P. L.; RODMELL, D. **Changes to fishing practices around the UK as a result of the development of offshore windfarms – Phase 1 (Revised)**. The Crown Estate, 2016.

IBGE. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. **Atlas geográfico das zonas costeiras e oceânicas do Brasil**. Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. 2011.

JAY, S. Planners to the rescue: Spatial planning facilitating the development of offshore wind energy. **Marine Pollution Bulletin**, 60, p. 493-499, 2010.

LI, X. M. *et al.* SAR observation and numerical modeling of tidal current wakes at the East China Sea offshore wind farm. **Journal of Geophysical Research: Oceans**, 119, p. 4958-4971, 2014.

LIPSKY, A. *et al.* **Addressing interactions between fisheries and offshore wind development: The Block Island Wind Farm**. SeaPlan, 2016.

LÜDEKE, J. Offshore wind energy: Good practice in impact assessment, mitigation and compensation. **Journal of Environmental Assessment Policy and Management**, 19, 17p., 2017.

MMA. Ministério do Meio Ambiente. **Macrodiagnóstico da zona costeira e marinha do Brasil**. Brasília, Ministério do Meio Ambiente. 2008.

MMA. Ministério do Meio Ambiente. **Avaliação dos Zoneamentos Ecológico-Econômicos Costeiros (ZEEC) do Brasil – Relatório final**. Brasília, Ministério do Meio Ambiente. 2017.

MMS. United States Department of the Interior: Minerals Management Service. **Programmatic Environmental Impact Statement for alternative energy development and production and alternate use of facilities on the Outer Continental Shelf – Final Environmental Impact Statement**. 2007.

MUELLER-BLENKLE, C. *et al.* **Effects of pile-driving noise on the behaviour of marine fish**. COWRIE Ref Fish 06–08 Technical Report, UK COWRIE Consortium. 2010.

NVE. Norwegian Water Resources and Energy Directorate. **Offshore wind power in Norway – Strategic environmental assessment (English summary)**. 2013.

PHYLIP-JONES, J.; FISCHER, T. B. Strategic environmental assessment (SEA) for wind energy planning: Lessons from the United Kingdom and Germany. **Environmental Impact Assessment Review**, 50, p. 203-212, 2015.

ROMANSON, B.; MULVIHILL, P. SEA, Marine Spatial Planning and offshore wind. In: **Proceedings of the IAIA Special Conference on Strategic Environmental Impact Assessment**, Praga, República Tcheca. 9p, 2011.

SÁNCHEZ, L. E. Por que não avança a avaliação ambiental estratégica no Brasil? **Estudos Avançados**, 31, p. 167-183, 2017.

SANTOS, M. R. R.; RANIERI, V. E. L. Critérios para análise do zoneamento ambiental como instrumento de planejamento e ordenamento territorial. **Ambiente & Sociedade**, XVI, p. 43-62, 2013.

TAORMINA, B. *et al.* A review of potential impacts of submarine power cables on the marine environment: Knowledge gaps, recommendations and future directions. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, 96, p. 380-391, 2018.

THOMPSON, P. M. *et al.* Framework for assessing impacts of pile-driving noise from offshore wind farm construction on a harbour seal population. **Environmental Impact Assessment Review**, 43, p. 73-85, 2013.

TOKE, D. The UK offshore wind power programme: A sea-change in UK energy policy? **Energy Policy**, 39, p. 526-534, 2011.

TOUGAARD, J.; HENRIKSEN, O. D.; MILLER, L. A. Underwater noise from three types of offshore wind turbines: Estimation of impact zones for harbor porpoises and harbor seals. **Journal of the Acoustic Society of America**, 125, p. 3766-3773, 2009.

9. Apêndices

9.1. Apêndice 1

Nesta seção são apresentadas nas Figuras Figura 51 a Figura 55 os mapas de velocidade do vento em tamanho maior, de forma a facilitar a visualização das informações.

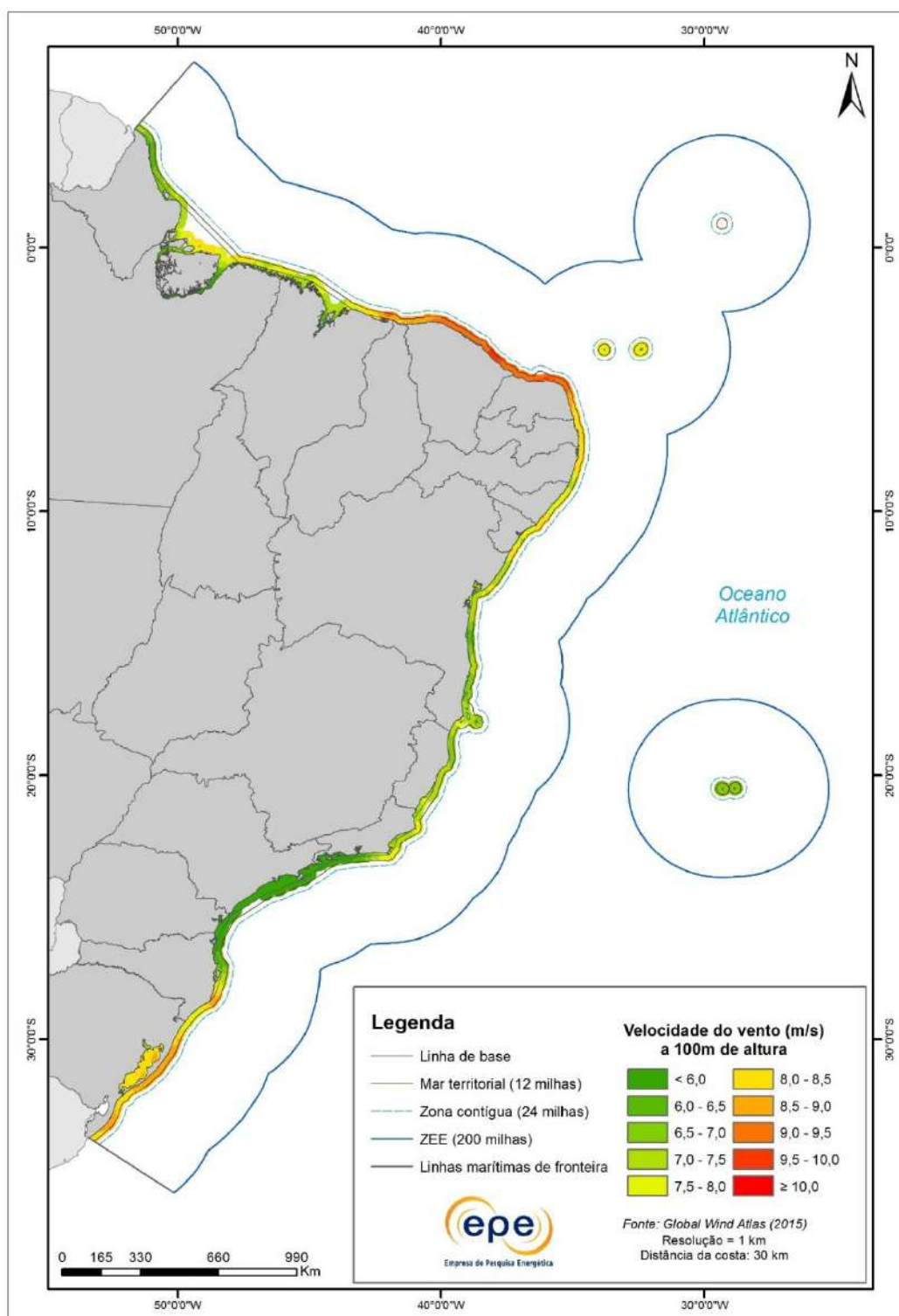


Figura 51 – Velocidade do vento a 100 m – Base Global Wind Atlas.

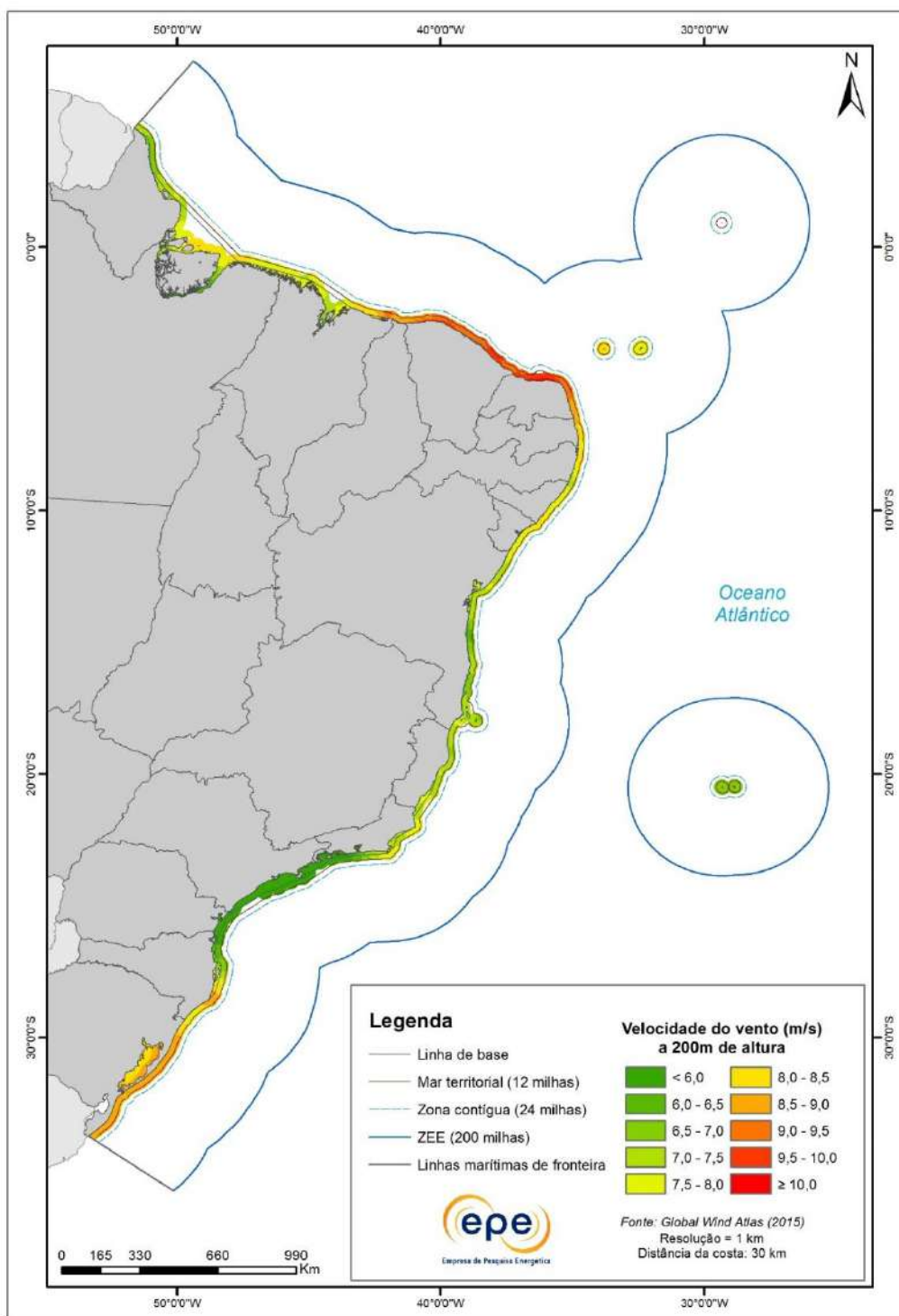


Figura 52 – Velocidade do vento a 200 m – Base Global Wind Atlas.

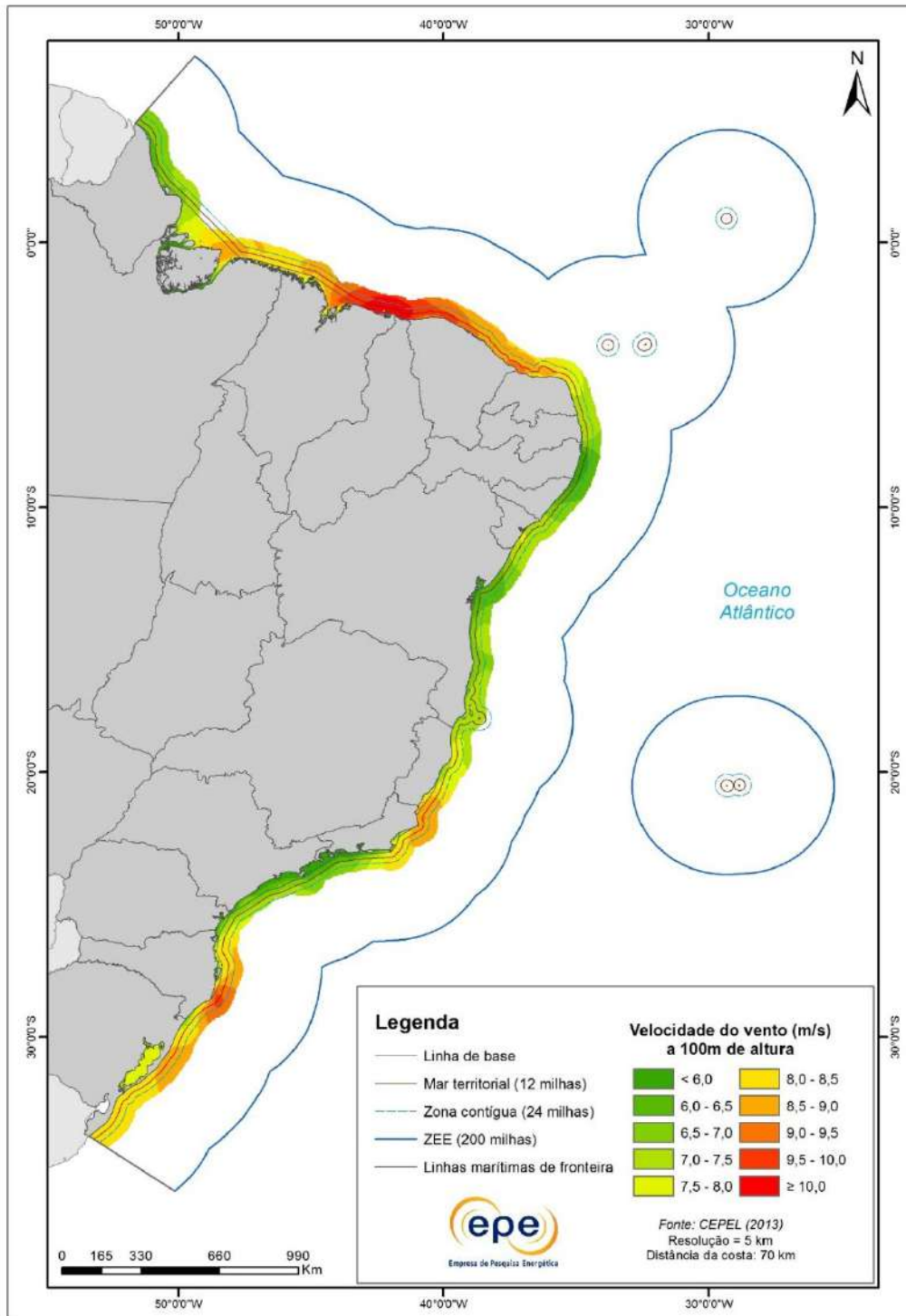


Figura 53 – Velocidade do vento a 100 m – Base CEPEL.

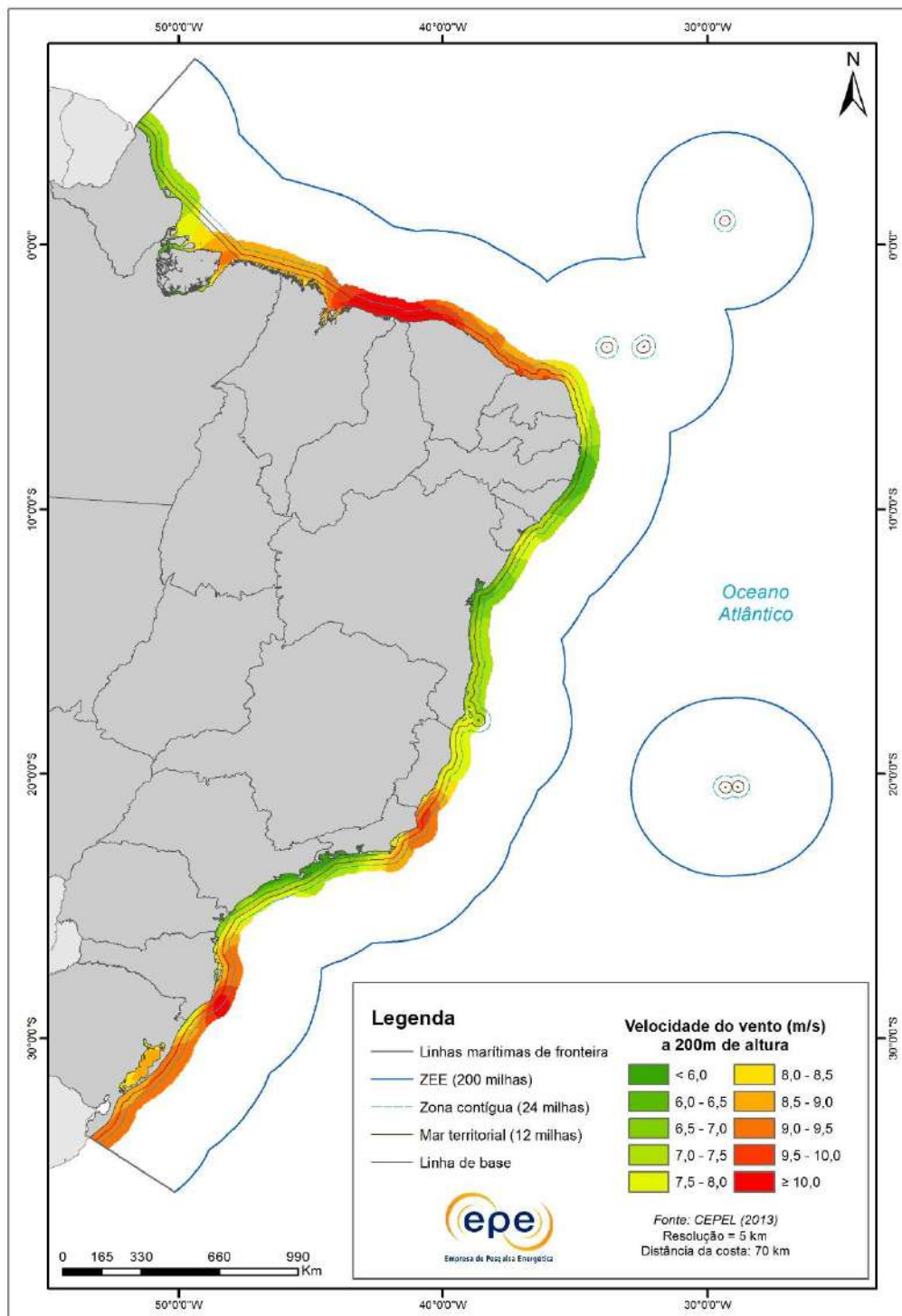


Figura 54 – Velocidade do vento a 200 m – Base CEPEL.

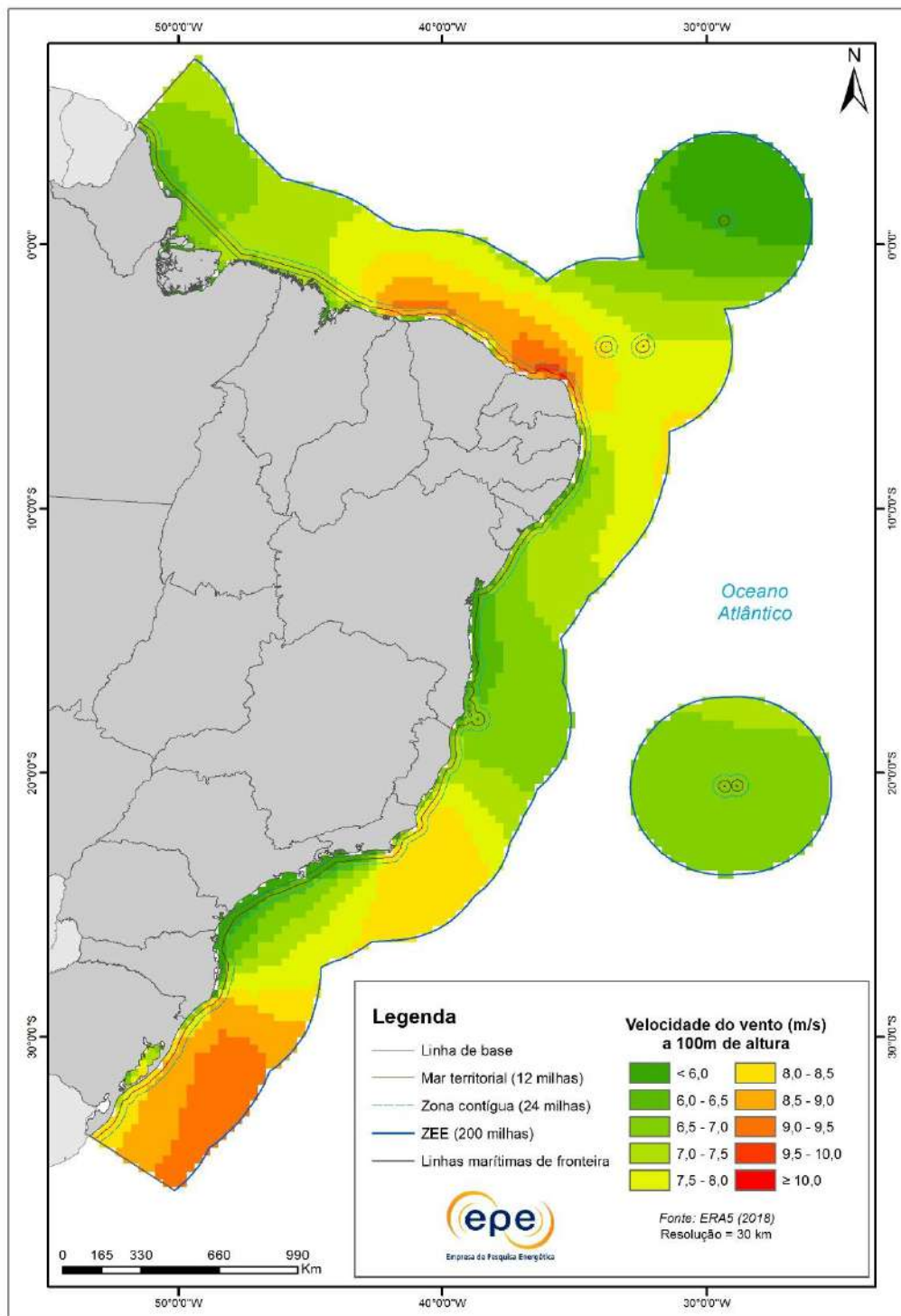


Figura 55 – Velocidade do vento a 100 m – Base ERA5.

9.2. Apêndice 2

Leis, decretos e outras normativas legais ambientais a serem observados no desenvolvimento dos estudos ambientais elaborados nas diferentes fases do licenciamento ambiental de projetos eólicos *offshore* no Brasil.

Normativa	Descrição
Lei nº 9.605/1998	Dispõe sobre as sanções penais e administrativas derivadas de condutas e atividades lesivas ao meio ambiente, e dá outras providências.
Lei nº 9.985/2000	Regulamenta o art. 225, § 1o, incisos I, II, III e VII da Constituição Federal, institui o Sistema Nacional de Unidades de Conservação da Natureza e dá outras providências.
Resolução Conama nº 350/2004	Dispõe sobre o licenciamento ambiental específico das atividades de aquisição de dados sísmicos marítimos e em zonas de transição.
Resolução Conama nº 357/2005	Dispõe sobre a classificação dos corpos de água e diretrizes ambientais para o seu enquadramento, bem como estabelece as condições e padrões de lançamento de efluentes, e dá outras providências.
Resolução Conama nº 369/2006	Dispõe sobre os casos excepcionais, de utilidade pública, interesse social ou baixo impacto ambiental, que possibilitam a intervenção ou supressão de vegetação em Área de Preservação Permanente – APP.
Decreto nº 6.040/2007	Institui a Política Nacional de Desenvolvimento Sustentável dos Povos e Comunidades Tradicionais.
Resolução Conama nº 398/2008	Dispõe sobre o conteúdo mínimo do Plano de Emergência Individual para incidentes de poluição por óleo em águas sob jurisdição nacional, originados em portos organizados, instalações portuárias, terminais, dutos, sondas terrestres, plataformas e suas instalações de apoio, refinarias, estaleiros, marinas, clubes náuticos e instalações similares, e orienta a sua elaboração.
Resolução Conama nº 428/2010	Dispõe, no âmbito do licenciamento ambiental sobre a autorização do órgão responsável pela administração da Unidade de Conservação (UC), de que trata o § 3º do artigo 36 da Lei nº 9.985 de 18 de julho de 2000, bem como sobre a ciência do órgão responsável pela administração da UC no caso de licenciamento ambiental de empreendimentos não sujeitos a EIA-RIMA e dá outras providências.
Resolução Conama nº 430/2011	Dispõe sobre as condições e padrões de lançamento de efluentes, complementa e altera a Resolução no 357, de 17 de março de 2005, do Conselho Nacional do Meio Ambiente – CONAMA.
Resolução Conama nº 454/2012	Estabelece as diretrizes gerais e os procedimentos referenciais para o gerenciamento do material a ser dragado em águas sob jurisdição nacional.